NOTA TÉCNICA DPG-SPT N° 02/2018

Indicadores de Monitoramento da Política de E&P

Rio de Janeiro 14 de agosto de 2018



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA





Indicadores de Monitoramento da Política de E&P

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

João Vicente de Carvalho Vieira



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

http://www.epe.gov.br

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar Brasília – DF – CEP: 70.065-900

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 – 11º Andar 20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Superintendência de Petróleo

Coordenação Geral

José Mauro Ferreira Coelho

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Marcelo Castello Branco Cavalcanti Regina Freitas Fernandes

Equipe Técnica

Adriana Queiroz Ramos Carlos Augusto Góes Pacheco Nathália Oliveira de Castro Roberta de Albuquerque Cardoso Victor Hugo Trocate da Silva

> Rio de Janeiro 14 de agosto de 2018





IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES



Área de estudo:

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Estudo:

INDICADORES DE MONITORAMENTO DA POLÍTICA DE E&P

Revisões	Data de emissão	Descrição sucinta
r0	29/12/2017	Estrutura original enviada ao MME e à ANP
r1	14/08/2018	Atualização de dados, revisões gerais no texto e publicação

5



SUMÁRIO

In	trodu	ção	9
OŁ	jetivo	o	9
1.	Ind	icadores de monitoramento da Política de E&P	10
	1.1	Relação entre reservas e a produção de petróleo e gás natural - R/P	. 10
	1.2	Índice de reposição de reservas de petróleo e gás natural – IRR	. 12
	1.3	Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás	13
	1.4	Fator de Recuperação	15
	1.4.1	Fator de Recuperação (FR) Médio das Bacias	15
	1.4.2	Fator de Recuperação Atual (FR₃)	16
	1.5	Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional	. 17
	1.6	Percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria do petróleo em	
ex	ploraçã	ão e produção no mundo	. 19
2	Con	siderações finais	20
Re	ferên	cias Bibliográficas	21



ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - IRR ₂₀₁₇ brasileiro para petróleo e gás natural para 2017	13
Tabela 2 - IRR ₂₀₁₆ calculado com dados disponibilizados pela BP	13
Tabela 3 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo	14
Tabela 4 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro gás	14
Tabela 5 - Fator de recuperação médio e atual das bacias brasileiras	. 17
Tabela 6 - Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional	19
Tabela 7 - Investimentos globais no upstream da cadeia petrolífera em 2017 (US\$ bilhões) e evolução da	
participação percentual do Brasil no volume total	20

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P	. 11
Figura 2 - Evolução da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P	. 12
Figura 3 - Volume de exportações de petróleo e receita auferida	. 18

NOTA TÉCNICA DPG-SPT Nº 02/2018



ÍNDICE DE SIGLAS

ANP Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

CNPE Conselho Nacional de Política Energética

E&P exploração e produção

EPE Empresa de Pesquisa Energética

FOB free on board

IEA International Energy Agency

IRR índice de reposição de reservas de petróleo e gás natural

MDIC Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior

MME Ministério de Minas e Energia

Opep Organização dos Países Exportadores de Petróleo

Secex Secretaria de Comércio Exterior

8



Introdução

A política de exploração e produção (E&P) para o setor de petróleo e gás natural vigente até junho de 2017 estabelecia como princípio "a expansão da produção de petróleo e gás natural de forma a atingir e manter a autossuficiência do País e a intensificação da atividade exploratória, objetivando incrementar os atuais volumes de reservas do País". Contudo, mudanças nas condições internas do Brasil, aliadas às condições macroeconômicas da indústria do petróleo, suscitaram a proposição de diretrizes gerais para a nova política de E&P.

Nesse sentido, passou-se à definição de diretrizes que possibilitassem a atração e manutenção de investimentos oriundos de uma maior pluralidade de agentes, bem como a maximização da recuperação dos recursos *in situ* dos reservatórios, a quantificação do potencial petrolífero nacional e a intensificação das atividades exploratórias no Brasil, bem como a promoção da adequada monetização das reservas existentes, resguardado os interesses nacionais. A Resolução nº. 17, de 8 de junho de 2017, aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), estabelece, por fim, a nova Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações.

O art. 7º da Resolução CNPE nº. 17/2017 trata do monitoramento da eficácia de implementação da nova política de E&P, sob responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), em assessoramento ao CNPE, com o apoio da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O monitoramento, segundo a Resolução, será por meio do acompanhamento da evolução de pelo menos alguns indicadores que sinalizam a abrangência e efetividade da Política¹.

Posteriormente, em comum acordo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) responsabilizou-se pela elaboração dos indicadores propostos na Resolução que serão apresentados ao longo da presente Nota Técnica.

Objetivo

O objetivo desta Nota Técnica é definir a metodologia de obtenção dos indicadores de monitoramento da eficácia de implementação da política de E&P que trata a Resolução CNPE nº. 17/2017 (BRASIL, 2017).

incluindo os de zoneamento dos recursos de petróleo e gás natural, em especial para as áreas sem contratos com a União, para auxiliar

o MME e a ANP nos esforços para o pleno desenvolvimento do setor petrolífero nacional.

9

¹ As políticas e diretrizes que devem ser implementadas no planejamento e nos procedimentos licitatórios visando à atração de investimentos e ao aumento das reservas e da produção nacional de petróleo e gás natural são de competência MME. Dentre suas incumbências, ressalta-se o estabelecimento de diretrizes específicas, a serem observadas pela ANP em prol do incentivo ao pleno desenvolvimento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Ademais, o MME deve propor ao CNPE planos plurianuais, com duração de até cinco anos, para a oferta de áreas para exploração e produção e atualizá-los oportunamente. Ainda segundo a Resolução nº 17/2017 (BRASIL, 2017), em seu art. 5º, a EPE deverá fornecer subsídios atualizados, com base em estudos,



1. Indicadores de monitoramento da Política de E&P

O monitoramento da nova política de E&P, segundo a Resolução CNPE nº. 17/2017, será feito por meio do acompanhamento da evolução, ao menos, dos seguintes indicadores:

- I relação entre reservas e a produção de petróleo e gás natural R/P;
- II índice de reposição de reservas de petróleo e gás natural IRR;
- III período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás;
- IV fator de recuperação médio das bacias;
- V percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional;
- VI percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria do petróleo em exploração e produção no mundo.

Os indicadores deverão ser revistos anualmente.

1.1 Relação entre reservas e a produção de petróleo e gás natural - R/P

A relação entre reservas e a produção (R/P) de petróleo e gás natural é um fator que fornece subsídio sobre o tempo de esgotamento de reservas, sendo representada em anos. No modelo utilizado pela EPE, a R/P é calculada separadamente para Petróleo e Gás Natural a partir da razão entre a reserva 1P e a produção, ambas relativas ao último ano completo². As reservas 1P, ou reservas provadas, são aquelas que se estimam recuperar comercialmente, com elevado grau de certeza, de reservatórios descobertos e avaliados. O aumento da R/P de um país deve-se, em parte, ao aumento da reserva provada; logo, permite inferir a ocorrência de que algum tipo de investimento ou esforço exploratório.

Considerando as reservas brasileiras 1P constantes no Boletim Anual de Reservas (BAR) da ANP de 2017, disponíveis em ANP (2017a), temos uma reserva de petróleo de 12,8 bilhões de barris e uma reserva de gás natural de 369.918 milhões de m³. De acordo com os dados de produção disponíveis em ANP (2017b), as produções realizadas de petróleo e gás natural em 2017 foram de 957 milhões de barris de petróleo e de 40.117 milhões de m³ de gás natural. Como resultados para a razão R/P no ano de 2017, estimam-se 13 anos para petróleo (Figura 1) e de nove anos para gás natural (Figura 2).

Segundo a publicação da BP (2018), a R/P para petróleo em 2016 era de 17 anos na Ásia-Pacífico, 11 anos nos Estados Unidos, 10 anos na Europa e 43 anos na África. Em termos comparativos, considerando as regiões citadas, verifica-se que a R/P brasileira foi a que percentualmente mais diminuiu nos últimos três anos, reduzindo de 20 anos em 2013 para 13 anos em 2016³. A redução da R/P reflete a baixa de preço do petróleo ocorrido desde o final do ano de 2014 e também o crescimento desproporcional da produção com relação a certificação das reservas provadas.

³ Importante ressaltar que os cálculos da BP são baseados em uma compilação de dados de diversas fontes o que resulta em uma pequena diferença no valor de R/P para petróleo.



No caso do gás natural, o relatório estatístico da BP (BP, 2018) apresenta a R/P⁴ de 32 anos na Ásia-Pacífico e 12 anos nos Estados Unidos, 12 anos na Europa e 61 anos na África. O Brasil apresentou uma R/P mais elevada no início da década de 1990, alcançando 25 anos em 1995. Após esse período manteve um patamar de cerca de 20 anos até 2014, declinando progressivamente até alcançar 14 anos em 2017.

O indicador R/P deve ser revisado a cada ano, após publicação das reservas brasileiras, que geralmente são disponibilizadas no mês de março, pela ANP.

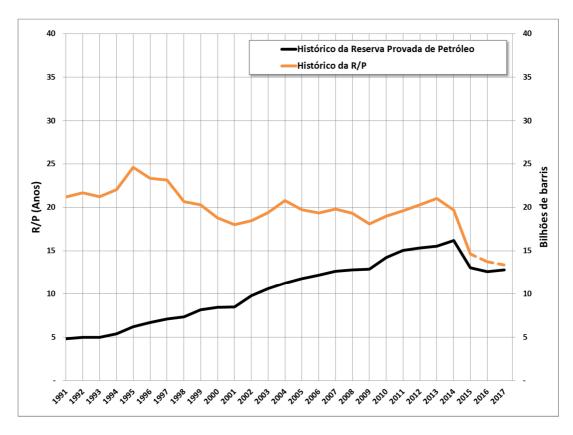


Figura 1 - Evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P

Fonte: EPE (2017)

⁴ A produção de gás natural utilizada no cálculo da BP para o R/P não inclui o gás queimado e "reciclado", sendo inferior ao valor considerado pela EPE, que utiliza a produção bruta em seus cálculos. Como consequência, os valores de R/P para gás natural calculados pelas duas instituições apresentam diferenças.



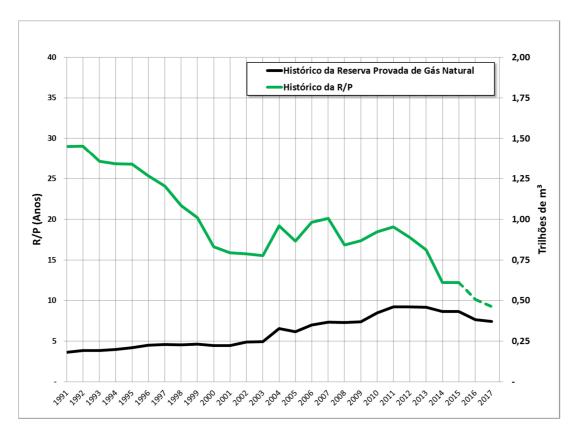


Figura 2 - Evolução da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P

Fonte: EPE (2017)

1.2 Índice de reposição de reservas de petróleo e gás natural - IRR

O índice de reposição de reservas corresponde à variação de volume recuperável provado de óleo e gás entre dois períodos, em relação à produção acumulada. Desse modo, o índice de reposição de reservas de petróleo e gás natural (IRR) indica a relação entre o volume apropriado e o volume produzido no período considerado (Molina e Accioly, 2005). Este modelo de cálculo para obtenção do IRR também é sinalizado pela Petrobras (2017a e 2017b) em seus informativos públicos.

O IRR para 2017 (Tabela 1) é calculado através de:

$$IRR_{2017} = \frac{\left(Reservas_{2017} - \left(Reservas_{2016} - Produção_{2017}\right)\right)}{Produção_{2017}}$$

Sendo:

- Reservas₂₀₁₆ as reservas 1P de Petróleo e Gás Natural, constantes no Boletim de Reservas da ANP 2016;
- Reservas₂₀₁₇ somas das reservas 1P de Petróleo e Gás Natural, constantes no Boletim de Reservas da ANP 2017:
- Produção₂₀₁₇ produção de petróleo e gás natural para 2017, constante no site da ANP.



Tabela 1 - IRR₂₀₁₇ brasileiro para petróleo e gás natural para 2017

Reserva 1P 2016 (MM boe)	15.046
Reserva 1P 2017 (MM boe)	15.162
Produção 2017 (MM boe)	1.209
IRR 2017 (%)	110
Fonte: EPE (2017)	

O IRR de 110% pode indicar que a reposição de reserva foi de 10% do total de óleo equivalente extraído em 2017, ou seja, para cada barril de óleo equivalente produzido foram apropriados 1,1 barril. Desse modo, um IRR igual a 100% significa que a reserva não variou de um ano para o outro, que todo o volume produzido no ano foi resposto na reserva. Se esse índice for menor que 100%, como no caso das reservas brasileiras de 2016, implica que não houve apropriação que superasse a produção.

De acordo com os dados de reserva e produção divulgados pela publicação da BP (2018), é possível calcular o IRR₂₀₁₇ para diversas áreas (Tabela 2). Ressaltando que a BP disponibiliza reservas calculadas pelo critério SEC e produções que excluem o gás natural queimado e reciclado. Pelos critérios adotados pela BP, o IRR₂₀₁₆ brasileiro é de 117%.

Tabela 2 - IRR₂₀₁₆ calculado com dados disponibilizados pela BP

América do Norte (%)	83
América Central e Sul (%)	115
Europa (%)	111
Oriente Médio (%)	112
África (%)	100
Ásia Pacífico (%)	105

Fonte: Elaboração própria, a partir de BP (2017).

O indicador IRR deve ser revisado a cada ano, após publicação das reservas brasileiras, que geralmente são disponibilizadas no mês de março, pela ANP.

1.3 Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás

O período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás, refere-se ao tempo necessário para o início da produção de um ativo. O cálculo refere-se à contagem de tempo, em meses ou anos, considerando a assinatura do contrato até o início da produção de cada descoberta.

Um fator a ser considerado neste indicador é uma variação com relação aos dados existentes, que podem prejudicar as estatísticas. Em muitos casos, como grande parte dos campos de produção da Rodada Zero e alguns de outras rodadas, são considerados *outliers* por conterem datas adversas que descaracterizam o processo exploratório como verificado atualmente, dado a época em que estes campos iniciaram suas produções.

Na análise dos dados foram identificadas datas contrastantes com relação ao período entre a assinatura do contrato e o início da produção, assim como entre as datas da descoberta e o início da produção. Contudo, em termos gerais, foram estimados com base estatística, períodos para o primeiro óleo ou gás desde a



adjudicação do bloco. Este procedimento pode ser acrescido de classificações de acordo com os atributos disponíveis. Neste caso, buscou-se classificar a temporalidade estimada segundo o ambiente de E&P⁵, nível estratigráfico do pré-sal⁶ e o tipo de fluido (petróleo ou gás não associado).

O indicador de tempo referente ao período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás, por ambiente de E&P e nível estratigráfico pré-sal e pós-sal, estimado na atualidade para o Brasil é apresentado na Tabela 3 e na Tabela 4.

Tabela 3 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo

Ambiente de E&P	Nível Estratigráfico	Período entre adjudicação do bloco até início da produção de petróleo	
		Meses	Anos
TI	pós-sal	29	2,4
TC	pós-sal	58	4,9
MC	pós-sal	67	5,5
AR	pós-sal	90	7,5
AP	pós-sal	113	9,4
AP	pré-sal	113	9,4
AUP	pós-sal	103	8,6
AUP	pré-sal	119	9,9

Fonte: EPE (2016)

Tabela 4 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro gás

Ambiente de E&P	Nível Estratigráfico	Período entre adjudicação do bloco até in da produção de gás não associado	
		Meses	Anos
TI	pós-sal	122	10,2
TC	pós-sal	92	7,7
MC	pós-sal	92	7,7
AR	pós-sal	129	10,7
AP	pós-sal	139	11,6

Fonte: EPE (2016)

⁵ Segmentação geográfica, conforme as diferentes situações operacionais, designadas por ambientes de E&P, nas quais as atividades de E&P poderão ser desenvolvidas no território nacional, em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*), nas bacias sedimentares brasileiras: terra interior (TI); terra costeira (TC); mar costeiro (MC) até 100 m; água rasa de 100 m a 400 m (AR); água profunda de 400 m a 1500 m (AP); água ultraprofunda a partir de 1500 m (AUP).

⁶ Pré-sal nesta Nota Técnica, corresponde à camada de idade aptiana posicionada abaixo do sal, dentro do polígono legal do pré-sal (Lei nº 12.351/2010), nas bacias de Campos e Santos. Do mesmo modo, pós-sal refere-se à camada posicionada acima do sal, dentro no polígono, e também considera todos os níveis estratigráficos foram do polígono.



Em ambiente de AR o extenso período (7,5 anos) entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo, no caso de descobertas, pode estar relacionado a questões de licenciamento, que dependendo da complexidade ambiental pode alcançar alguns anos. No ambiente de AUP, embora a tecnologia de exploração marítima seja dominada no Brasil, os períodos são mais extensos (cerca de nove anos) por dificuldades operacionais inerentes aos processos prospectivos. Neste caso, pode haver influência das dificuldades com a captação de equipamentos no momento de aquecimento do mercado e principalmente do setor, corroborado pela política de Conteúdo Local restrita no início dos anos de 2000, e ainda, pela queda brusca do preço do petróleo no final de 2014, inviabilizando as atividades.

O período de dez anos para iniciar a produção no caso de ambiente de TI visando o primeiro gás, é fortemente influenciado pelos dados da Bacia do Solimões na Região Norte. Neste contexto, o período entre a adjudicação do bloco e o primeiro gás, são influenciados por questões do licenciamento ambiental e/ou pela falta de infraestrutura de escoamento.

O indicador de entrada do primeiro óleo/gás deve ser revisado em fevereiro de cada ano, para considerar a totalidade dos eventos no ano anterior.

1.4 Fator de Recuperação

1.4.1 Fator de Recuperação (FR) Médio das Bacias

O fator de recuperação (FR) indica o percentual do volume original⁷ que se espera produzir em um reservatório. O termo fator de recuperação médio das bacias, diz respeito a uma aproximação que utiliza a média dos FR de todos os campos da bacia. O FR é calculado através da razão entre o volume recuperável final (VRF) e o volume original *in situ*⁸ de um reservatório. O VRF é o resultado da soma da produção acumulada com a reserva 3P. Os dados sobre volume original *in situ*, produção acumulada e reserva 3P são obtidos no Boletim Anual de Reservas ANP (2017a).

O cálculo do FR médio de uma bacia sedimentar é realizado através de:

$$FR_{m\'edio\ bacia} = \frac{\sum produç\~ao\ acumulada_{reservat\'orios} + \sum reserva\ 3P_{reservat\'orios}}{\sum volume\ original\ in\ situ_{reservat\'orios}}$$

Onde:

FR médio bacia é o fator de recuperação médio de uma bacia sedimentar;

∑produção acumulada_{reservatórios} é o somatório da produção acumulada de todos os reservatórios de uma bacia sedimentar;

∑reserva 3Preservatórios é o somatório da reserva 3P de todos os reservatórios de uma bacia sedimentar;

.

⁷ Volume original - Quantidade de fluido existente no reservatório no momento de sua descoberta (Fernández e Júnior, 2009).

⁸ Volume original *in situ* - Volume estimado de petróleo existente no reservatório e expresso em condições ditas padrão, *standard* ou básicas. Esse volume é continuamente revisto, em função da produção e à luz de novas informações que vão sendo adquiridas durante a vida produtiva de um reservatório, e contribui nas decisões acerca da sua explotação ao longo do tempo. Quando dito original, tal volume se refere àquele estimado antes de iniciada a produção do reservatório (Fernández e Júnior, 2009).



∑volume original in situreservatórios é o somatório do volume original in situ de todos os reservatórios de uma bacia sedimentar.

No Brasil o FR ainda é muito baixo se comparado como as frações recuperadas, por exemplo, na Noruega que alcançam cerca de 70%. O MME, juntamtente com a ANP, vêm propondo ações de caráter regulatório e de incentivos para fomentar o aumento o fator de recuperação. No caso da Bacia do Parnaíba, o FR de 87% está relacionado à maior facilidade de recuperação do gás não associado associado ao tipo de operação reservoir to wire. No caso da Bacia do Solimões, o FR de 59% está associado ao modelo operacional da planta do complexo do Urucu que utiliza todo o gás natural na produção de gás liquefeito de petróleo (GLP). Para as demais bacias brasileiras, o FR apresenta-se inferior a 35%.

O FR é comumente utilizado na verificação da evolução de um campo, ou no desenvolvimento de um determinado reservatório durante a vida útil do campo. Contudo, para o monitoramento relacionado à recuperação de recursos, sugere-se nesta nota, um indicador de fator de recuperação atual que demonstre a recuperação atual baseada no volume disponível, sendo, portanto, desconsiderada qualquer estimativa de incorporação de reserva (1P ou 3P), conforme descrito no item abaixo.

1.4.2 Fator de Recuperação Atual (FR_a)

O fator de recuperação atual refere-se ao percentual do volume original produzido. O FR_a é calculado através da razão entre a produção acumulada e o volume original *in situ* de um reservatório e é utilizado no acompanhamento da evolução do FR das bacias e no monitoramento da recuperação momentânea da bacia. Os dados sobre volume original *in situ* e produção acumulada são obtidos no Boletim Anual de Reservas de ANP (ANP, 2017a).

$$FR_{instant\^{a}neo} = \frac{\sum produç\~{a}o~acumulada_{reservat\'{o}rios}}{\sum volume~original~in~situ_{reservat\'{o}rios}}$$



A Tabela 5 apresenta o fator de recuperação médio e o atual para as bacias sedimentares brasileiras.

Tabela 5 - Fator de recuperação médio e atual das bacias brasileiras

Bacia	FR	FRa
Alagoas	34%	31%
Camamu	22%	9%
Campos	24%	14%
Ceará	26%	21%
Espírito Santo	27%	22%
Parnaíba	87%	26%
Potiguar	23%	17%
Recôncavo	33%	30%
Santos	16%	2%
Sergipe	29%	21%
Solimões	59%	43%
Tucano Sul	37%	36%

Fonte: Elaboração própria.

O indicador do fator de recuperação médio e instântaneo das bacias deve ser revisado a cada ano, após a publicação das reservas brasileiras, que geralmente são disponibilizadas no mês de março, pela ANP.

1.5 Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional

Para se elaborar um indicador que forneça o percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional é necessário obter o volume de petróleo exportado pelo Brasil e o total de volume transacionado (exportado) por todos os demais países em um determinado período temporal.

A fim de se obter o primeiro valor, foram utilizados os dados compilados e disponibilizados gratuitamente pela ANP em seu sítio eletrônico. Neste, são publicadas, com periodicidade mensal, informações referentes à exportação de petróleo nacional, em metros cúbicos, bem como a receita com a exportação do petróleo⁹. A fonte primária dos dados é de responsabilidade da Secretaria de Comércio Exterior (Secex), órgão do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC). A título de exemplificação, a Figura 3 apresenta o volume anual de petróleo exportado pelo Brasil e a receita auferida.

⁹ Os valores da receita auferida com a exportação do petróleo são apresentados em dólares americanos em valores correntes e *free on board* (FOB- contrato no qual o custo da mercadoria entregue em um porto, sem custos de internação).



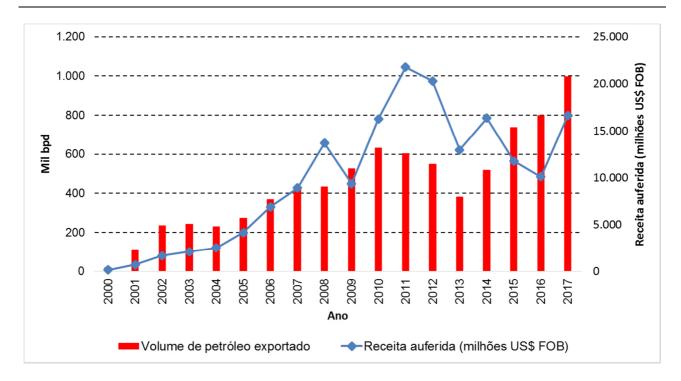


Figura 3 - Volume de exportações de petróleo e receita auferida

Fonte: ANP (2018b)

Todavia, para a formação do indicador, é necessário obter também o volume total de exportações de petróleo no mundo. Não foi possível a obtenção dessas informações em uma periodicidade mensal e com confiabilidade e acurácia dos dados¹⁰.

Desta forma, como solução para a obtenção de um indicador de percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional, optou-se por utilizar os dados disponibilizados gratuitamente pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), em sua publicação anual *OPEC Annual Statistical Bulletin* (OPEC, 2018). Apesar de a periodicidade ser anual, a utilização desta fonte de informação para elaboração do indicador é oportuna no sentido de que os dados são elaborados por uma organização notoriamente reconhecida pela indústria petrolífera mundial, sendo suas informações disponibilizadas gratuitamente, organizadas de maneira a permitir uma fácil localização e utilização. Ademais, ao se analisar os valores de indicadores obtidos, apresentados na Tabela 6, percebe-se que não há grande discrepância na ordem de grandeza dos percentuais calculados para o Brasil, dada a sua modesta representatividade nas exportações totais de petróleo no mundo.

¹⁰ Existem alguns sítios eletrônicos que fornecem uma compilação de informações referentes ao comércio internacional, como por exemplo, o TradeMap, disponível em https://www.trademap.org/, no qual podem ser obtidos, por país, os volumes mensais de exportação de petróleo (*Product: 270900 Petroleum oils and oils obtained from bituminous minerals, crude*). Entretanto, não foi possível verificar se os dados disponibilizados abrangem a totalidade de petróleo comercializado no mundo ou se referem apenas a uma parcela de países, cujos dados estejam disponíveis no momento da consulta. Diante da incerteza a respeito informação, optou-se por não se utilizar esta fonte de informação.



Tabela 6 - Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional

	Exportações Brasil	Exportações Mundo	Brasil / Mundo
Ano	(mil bpd)	(mil bpd)	(%)
2000	20	38.886	0,1%
2001	113	38.021	0,3%
2002	233	37.024	0,6%
2003	243	38.731	0,6%
2004	230	42.157	0,5%
2005	274	43.010	0,6%
2006	366	42.485	0,9%
2007	421	42.922	1,0%
2008	431	42.243	1,0%
2009	525	40.749	1,3%
2010	581	41.400	1,4%
2011	599	41.280	1,5%
2012	488	42.039	1,2%
2013	366	40.828	0,9%
2014	517	40.202	1,3%
2015	736	41.552	1,8%
2016	891	44.249	2,0%
2017	1.127	44.753	2,5%

Fonte: OPEC (2018)

Conforme ilustrado na Tabela 6, as exportações brasileiras de petróleo representaram 2,5% do mercado internacional em 2017, apresentando um importante crescimento ao longo dos últimos anos. Vale registrar que, de acordo com EPE (2017), as perspectivas de incremento nas exportações de petróleo do Brasil serão significativas no próximo decênio.

1.6 Percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria do petróleo em exploração e produção no mundo

Para a elaboração de um indicador de percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria do petróleo em exploração e produção no mundo, utilizou-se a publicação *World Energy Investment*, elaborado pela International Energy Agency (IEA), a qual apresenta dados sobre investimentos no segmento de E&P de petróleo e gás natural em âmbito internacional. As três edições publicadas do documento (ano base 2015; 2016 e 2017) encontram-se disponíveis, de forma gratuita, no sítio eletrônico da IEA.

A Tabela 7 apresenta os volumes de investimentos nos segmentos *upstream* de petróleo e gás natural mundial para o ano de 2017, com os respectivos percentuais de participação do Brasil em relação aos investimentos globais.



Tabela 7 - Investimentos globais no upstream da cadeia petrolífera em 2017 (US\$ bilhões) e evolução da participação percentual do Brasil no volume total

	Investimento			
	<i>Upstream</i> 2017 (US\$ bilhões)	2017	2016	2015
OCDE	167	37,1%	39,2%	42,2%
Americas	114	25,3%	26,7%	33,1%
EUA	70	15,6%	18,7%	23,3%
Europa	40	8,9%	9,4%	7,9%
Asia e Pacífico	14	3,1%	3,0%	1,2%
Japão	1	0,2%	0,0%	0,0%
Não-OCDE	282	62,7%	60,8%	57,8%
Europa/Eurasia	84	18,7%	13,4%	11,5%
Russia	58	12,9%	9,7%	7,5%
Não-OCDE Asia	58	12,9%	12,9%	14,9%
China	31	6,9%	6,7%	8,7%
Índia	3	0,7%	0,9%	1,2%
Sudeste Asiático	17	3,8%	5,5%	3,8%
Oriente Médio	63	14,0%	17,3%	12,5%
África	37	8,2%	8,1%	8,4%
América Latina	41	9,1%	9,2%	10,5%
Brasil	23	5,1%	4,8%	5,7%
Mundo	450	-	-	-

Fonte: IEA (2016; 2017; 2018)

Desta forma, o Brasil registrou 5,1% do investimento mundial em exploração e produção de petróleo e gás natural em 2017, apresentando uma recuperação em relação a sua participação em 2016.

2 Considerações finais

Ao longo do último ano iniciativas governamentais relacionadas a programas na área de E&P de petróleo e gás natural foram lançadas visando desenvolver o setor petrolífero nacional. Algumas inciativas culminaram em políticas que necessitam de indicadores que quantificam sua performance, de acordo com os objetivos organizacionais. Nesse sentido, a presente Nota Técnica apresentou a estruturação de metodologia e os resultados dos indicadores de monitoramento da política de E&P, propostos Resolução CNPE nº 17/2017.

Os indicadores de monitoramento da evolução da nova Política de E&P fornecem aos órgãos governamentais, à indústria e a toda sociedade, subsídios para análise da performance do setor para acompanhamento das diretrizes a serem implementadas no planejamento e nos procedimentos licitatórios, visando a atração de investimentos e o aumento das reservas e da produção nacional de petróleo e gás natural.



Referências Bibliográficas

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2017a). <i>Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2017.</i> Disponível em: http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos/reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural >. Acessado em: 27 dez. 2017.
, (2017b). <i>Dados de produção dos campos brasileiros</i> . Dados Estatísticos, ANP. Disponível em: http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos >. Acesso em: 27 dez. 2017.
, (2018b). <i>Dados Estatísticos – Importações e Exportações</i> . Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica, ANP. Disponível em: http://www.anp.gov.br/wwwANP/dados-estatisticos/blocos-exploratorios-sob-concessao/63-dados-estatisticos . Acesso em: 27 abr. 2018.
BP, (2018). <i>BP Statistical Review of World Energy June 2018</i> . Disponível em: https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf >. Acesso em: 26 jul. 2018
BRASIL, (2017). Resolução CNPE nº 17 de 8 de junho de 2017: Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência. Diário Oficial da União, Brasília, 06 de julho de 2017. Seção 1, página1.
EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2017). <i>Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026</i> . Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026 . Acesso em: 26 jul. 2018.
FERNÁNDEZ, E.F; JÚNIOR, O.P., (2009). <i>Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa</i> . Disponível em: http://dicionariodopetroleo.com.br/dictionary/volume-de-oleo-in-situ/ . Acesso em: 19 mar. 2018.
IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2016). <i>World Energy Investment 2016</i> . Data & Publications, International Energy Agency, OECD/IEA, 13 july 2016. Disponível em: https://webstore.iea.org/download/direct/235?fileName=WEI2016.pdf >. Acesso em: 26 jul. 2017.
, (2017). World Energy Investment 2017. Data & Publications, International Energy Agency, OECD/IEA, 11 july 2017. Disponível em: https://webstore.iea.org/download/direct/225?fileName=WEI2017.pdf >. Acesso em: 26 jul. 2017.
, (2018). World Energy Investment 2018. Data & Publications, International Energy Agency, OECD/IEA, 17 july 2018. Disponível em: https://webstore.iea.org/download/direct/1242?fileName=WEI2018.pdf >. Acesso em: 26 jul. 2018.
MOLINA, J. A.; ACCIOLY, P.C. V., (2005). <i>Estimativas de Reservas no E&P</i> . Boletim Técnico da Produção de Petróleo. Rio de Janeiro. – volume 1, nº 1, p. 39-49.
OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, (2018). <i>Annual Statistical Bulletin 2018</i> . Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienna, Austria. Disponível em: http://www.opec.org/ . Acesso em: 21 jul. 2018.
PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., (2017a). <i>Reservas provadas em 2016.</i> Disponível em: http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/nossas-reservas-provadas-em-2016.htm >. Acesso em: 28 dez. 2017.
, (2017b). <i>Relatório ao Mercado Financeiro – RMF: Resultados Consolidados do Primeiro Semestre de 2017.</i> Petrobras, 10 de agosto de 2017. Disponível em: http://www.investidorpetrobras.com.br/download/5349 . Acesso em: 27 dez. 2017.