



Nota Técnica Conjunta SDR - SPL nº 002/2018

Rio de Janeiro, 20 de abril de 2018.

**Assunto: Avaliação de possíveis impactos da regulamentação da redução de royalties sobre a produção incremental em campos maduros nas propostas apresentadas nas rodadas de licitação**

Ref.: Proposta de Ação nº 014/2018 -- Proposta de Resolução que regulamenta o procedimento para concessão de incentivo para redução da alíquota de royalties sobre produção incremental em campos maduros (processo nº 48610.012420/2017-33).

## I. INTRODUÇÃO

1. Esta Nota Técnica Conjunta tem por objetivo fornecer subsídios técnicos à Diretoria Colegiada da ANP sobre os possíveis impactos da regulamentação da redução de royalties sobre a produção incremental em campos maduros nas propostas apresentadas nas rodadas de licitação, conforme solicitado no item 54 do Parecer nº 00135/2018/PFANP, de 26 de março de 2018<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Páginas 189 a 193 do processo nº 48610.012420/2017-33.

2. A Resolução CNPE nº 17/2017, que define a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, dentre as diretrizes a serem observadas pela ANP no cumprimento de suas atribuições, estabelece:

Art. 3º (...)

XII - conceder, com base em critérios preestabelecidos e desde que comprovado o benefício econômico para a União, no âmbito das prorrogações dos prazos de vigência dos contratos existentes, uma **redução de royalties, para até 5% (cinco por cento), sobre a produção incremental** gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado, de modo a viabilizar a extensão da vida útil, maximizando o fator de recuperação dos campos.

3. A possibilidade de redução das alíquotas de royalties já era prevista no artigo 47 da Lei nº 9.478/97 mediante previsão editalícia, conforme abaixo:

Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

4. Ademais, os editais de licitação, desde a Primeira Rodada até a Décima Rodada de Concessão, trouxeram cláusulas específicas sobre a redução da alíquota de royalties. No entanto, os editais de licitação da Décima Primeira Rodada até a Décima Terceira Rodada de Concessão foram omissos em relação a este tema.
5. No edital da Décima Quarta Rodada, a redução das alíquotas de royalties voltou a ser prevista da seguinte forma:

#### 2.2.2 Royalties

A ANP poderá no âmbito das prorrogações dos prazos de vigência dos contratos resultantes desse Edital, considerando a expectativa de produção e outros fatores pertinentes em consonância com a Legislação Aplicável, conceder uma redução de royalties, para até 5%, sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado no Campo.

6. No edital da Décima Quinta Rodada, a previsão de redução das alíquotas de royalties foi:



### 2.2.2 Royalties

Considerando os riscos geológicos presentes, a expectativa de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá reduzir os royalties, a seu critério, para até 5% (cinco por cento) da produção de petróleo ou gás natural, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei nº 9.478/1997.

7. Por meio do Parecer nº 00135/2018/PFANP, de 26 de março de 2018, a Procuradoria Federal analisou questionamento oriundo da Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) sobre a possibilidade de estender a previsão de redução dos royalties nos contratos provenientes das Rodadas Zero, Décima Primeira, Décima Segunda e Décima Terceira, os quais não continham esta previsão editalícia.
8. Tendo como base o princípio da vinculação ao edital e o objetivo de manter a isonomia entre os concorrentes e a competitividade no certame, a Procuradoria pronunciou-se que, em relação aos contratos provenientes da Rodada Zero, não existe prejuízo ao princípio da vinculação ao edital, tendo em vista que não foram precedidos de licitação.
9. Para as concessões provenientes das Rodadas Décima Primeira, Décima Segunda e Décima Terceira, a Procuradoria salientou no item 53 do Parecer nº 00135/2018/PFANP que:

53. Contudo, a redução proposta pela minuta de Resolução ostenta caráter geral e abstrato e abrange um número considerável de campos de petróleo (..) de forma que a impessoalidade não fica comprometida em qualquer aspecto. Além disso, ao incidir apenas sobre a produção incremental – ou seja, decorrente de investimentos que não seriam realizados na execução normal do contrato – poder-se-ia dizer que aparentemente não há alteração das propostas e, por consequência, burla aos critérios pré-estabelecidos para o certame.

10. No entanto, o item 54 do Parecer nº 00135/2018/PFANP solicita manifestação da área técnica da ANP *“esclarecendo se a alteração proposta no regime de royalties impacta, de alguma forma, nas propostas apresentadas pelos concorrentes do certame de concessão”*.
11. A fim de responder à questão, esta Nota Técnica está organizada em cinco seções incluindo esta Introdução. Na seção seguinte apresenta uma descrição do processo de tomada de decisão de investimento das empresas licitantes nas rodadas de licitações. A seção três realiza uma análise do resultado das 7 (sete) últimas rodadas de blocos exploratórios realizadas pela ANP com objetivo de verificar se a previsão editalícia afetou o resultado destes certames, no sentido de apresentar maior disputa entre os licitantes. Mais adiante são expostos os resultados de simulações de incremento de

Bum  
Jairo  
Q

produção sobre o valor de um projeto. A seção final apresenta as conclusões sobre o tema.

## II. PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO DE INVESTIMENTO NAS RODADAS DE LICITAÇÕES

12. Dado as características intrínsecas da indústria de petróleo, o processo de tomada de decisão de investimentos na exploração e produção de hidrocarbonetos é dotado de alta complexidade, decorrente da grande incerteza e dos diferentes riscos envolvidos nos projetos, intensificados pelos longos ciclos de vida dos mesmos.
13. Em um estágio inicial, na fase exploratória destaca-se o risco geológico referente à identificação de um sistema petrolífero, envolvendo as probabilidades de existência de geração, de trapa, de reservatório e de migração. No entanto, é somente com a perfuração de um poço exploratório que é comprovada a existência ou não de hidrocarbonetos.
14. Posteriormente, a quantificação do volume recuperável do prospecto abrange a avaliação das distribuições probabilísticas das seguintes variáveis: área da acumulação, espessura do reservatório, porosidade, saturação de óleo, fator volume de formação do óleo e fator de recuperação (CAMPOS & SARTORI, 2008<sup>2</sup>), resultando em uma distribuição de probabilidade dos volumes recuperáveis dos depósitos.
15. Nas etapas de desenvolvimento e de produção, as incertezas emergem em relação ao montante dos investimentos necessários (capex), dos custos de exploração (opex), do fluxo da produção, da qualidade do óleo produzido, da existência de infra-estrutura de escoamento, das possíveis inovações tecnológicas, e, principalmente, do preço de venda do óleo produzido.
16. Soma-se a estas incertezas o prolongado ciclo de vida dos projetos, que torna mais complexa a estimativa dos valores das variáveis que afetam o projeto (por exemplo, o comportamento do preço do barril do petróleo no longo prazo, o escalonamento dos custos e do fator de recuperação) e dos riscos políticos e regulatórios que podem surgir durante a execução do projeto.
17. Por este motivo, os projetos de E&P são desenvolvidos em fases e as decisões de investimento são tomadas à medida que é ampliado o conhecimento da(s) reserva(s)

<sup>2</sup> CAMPOS, T. & SARTORI, V. Modelo de Valoração de Blocos Exploratórios. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2008. Rio de Janeiro: IBP, set 2008.

de petróleo. O projeto avança com base no sucesso das fases anteriores, conforme destacado por Titman & Martin (2010), abaixo:

É comum, como no caso dos campos petrolíferos (do Mar Cáspio), que as empresas se comprometam com grandes investimentos em fases. A divisão em fases permite que a empresa administre sua exposição ao risco fazendo uma série de desembolsos cada vez maiores, porém dependentes do sucesso do investimento anterior. Esse é exatamente o caso com os grandes projetos de prospecção de petróleo: eles geralmente têm uma fase inicial que fornece informação sobre as reservas de petróleo antes que sejam iniciadas as fases de desenvolvimento posteriores. (...) Quando a empresa investe nas fases iniciais, ela essencialmente adquire a 'opção' de investir nas demais fases do projeto (se os investimentos intermediários forem proveitosos). A flexibilidade para atrasar a implementação de um projeto, cortar suas perdas e até abandoná-lo ou, ainda, expandir um investimento bem-sucedido, são exemplos de escolhas que podem acrescentar valor a um projeto. (TITMAN & MARTIN, 2010)<sup>3</sup>.

18. Para uma aplicação mais prática, desde o início dos anos 60, a indústria de exploração e produção de petróleo passou a utilizar modelos de análise de decisão compreendendo diferentes técnicas para auxiliar a tomada de decisão de investimento sob condições de riscos e incertezas, com base em argumentos quantitativos e lógicos.
19. O método mais simples de análise de decisão utilizado pela indústria de petróleo é o modelo de fluxo de caixa descontado (FCD). Em uma rápida descrição, o modelo FCD estima o valor de um ativo por meio de previsões determinísticas das entradas e saídas de caixa de um projeto para o cálculo do fluxo de caixa de cada período, que posteriormente é ajustado por uma taxa de desconto e finalmente somado para encontrar o valor presente líquido (VPL) do projeto.
20. Por ocasião da elaboração do fluxo de caixa visando à apresentação da proposta na licitação, o fator de recuperação é estabelecido com base na tecnologia então disponível, no tamanho do projeto (definição do número de poços com base na economicidade) e no conhecimento *ex-ante* e, por este motivo, limitado das características do reservatório. Somente no transcorrer das sucessivas etapas do projeto de E&P (exploração, desenvolvimento e produção) será possível ampliar o conhecimento do reservatório e quantificar o volume recuperável do prospecto com maior precisão.
21. Com o avanço das tecnologias da informação, o aumento da capacidade de processamento e a popularização dos softwares de análise de risco outras técnicas foram introduzidas na análise dos projetos de investimento com objetivo de aprimorar a modelagem das incertezas e da flexibilidade gerencial dos projetos, como Análise de

<sup>3</sup> TITMAN, S. e MARTIN, J. D. – Avaliação de Projetos e Investimentos (Valuation). Bookman, 2010.

Ben  
Jano  
R

Sensibilidade, Árvore de Decisão, Valor Monetário Esperado, Teoria da Utilidade, simulação de Monte Carlo, gestão de portfólios e o modelo de Opções Reais.

22. Nas rodadas de licitações da ANP, as empresas interessadas, após apresentar os documentos necessários para a inscrição, assinar o termo de confidencialidade e pagar a taxa de participação, têm acesso a um pacote de dados composto por um conjunto de dados regionais, incluindo linhas sísmicas e dados de poços selecionados para cada setor ou grupo de setores, que são interpretados conforme as técnicas de avaliação de investimentos empregadas, o perfil de investimento, as tecnologias disponíveis e a sensibilidade ao risco de cada empresa.
23. Deste modo, **a tomada de decisão de participar da licitação e a estimativa de valor da proposta para um bloco exploratório em oferta envolve a utilização de todas as informações disponíveis para a avaliação do potencial geológico da área, dos termos editalícios e contratuais, da alocação do projeto no portfólio da empresa e sua necessidade de recomposição de reservas, para identificar o retorno esperado com o projeto considerando as diferentes incertezas existentes, como os riscos geológicos, tecnológicos e de engenharia, os riscos regulatórios e políticos e os riscos de mercado, especialmente a volatilidade dos preços.**
24. Ademais, a omissão ou previsão editalícia da possibilidade de redução da alíquota de royalties sobre a produção incremental é uma informação compartilhada por todas as empresas participantes do certame.
25. Considerando o horizonte temporal correspondente à definição de “campo maduro” proposta pela minuta de Resolução – com produção efetiva igual ou superior a 25 anos ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% do volume previsto – seria difícil estabelecer *ex ante*, ou seja, no momento de elaboração das ofertas, os parâmetros básicos (tecnologia a ser utilizada, custos, investimento) da produção incremental.
26. A possibilidade de receber um incentivo fiscal na produção incremental próximo ao final da vida útil de um campo maduro aparenta ter reduzido impacto na avaliação do valor do bloco exploratório em oferta, e, caso exista, deve impactar simultaneamente a avaliação de todos os licitantes.



Bruce



### III. RESULTADOS DAS RODADAS DE LICITAÇÕES

27. Nesta seção será analisado se o fato da previsão editalícia de redução dos royalties afeta o resultado dos certames, no sentido de apresentar maior disputa, ou seja, maior competitividade entre os licitantes.
28. Conforme relatado acima, os editais da Décima Primeira, Décima Segunda e Décima Terceira Rodadas foram omissos nessa previsão. A Tabela 1 compara o resultado dessas Rodadas com as duas licitações anteriores e posteriores (da Nona até a Décima Quinta Rodada), apresentando a quantidade total de blocos arrematados, o número de blocos que foram objeto de disputa, ou seja, que receberam dois ou mais lances, e a diferença percentual média entre a pontuação dos primeiros e segundos colocados.

**Tabela 1 – Competitividade nas Rodadas de Licitações**

Rodada de Licitação	Blocos Arrematados	Blocos com mais de uma oferta	Diferença média entre 1º e 2º colocados (%)
9ª Rodada	117	68	86,3%
10ª Rodada	54	28	78,5%
11ª Rodada	142	66	75,6%
12ª Rodada	72	14	70,4%
13ª Rodada	37	8	80,0%
14ª Rodada	37	8	160,5%
15ª Rodada	22	9	53,8%

29. Dos 251 blocos arrematados nas três rodadas em cujos editais não constou a possibilidade de redução dos royalties (11ª, 12ª e 13ª), 88 blocos foram objeto de disputa entre duas ou mais licitantes. A diferença percentual entre os dois primeiros colocados pouco se alterou, situando-se na média de aproximadamente 75%, um pouco abaixo dos resultados obtidos na 9ª (86,3%) e na 10ª (78,5%).
30. A diferença média elevou-se na 14ª Rodada, para 160,5%, influenciada pelos aprimoramentos das cláusulas contratuais (contrato de concessão) e pela localização dos blocos da Bacia de Campos no horizonte do pré-sal, ainda que fora do polígono, que foram objeto de maior disputa e de elevados ágios.
31. Já na 15ª Rodada, a disputa foi a menos acirrada das sete rodadas analisadas, situando-se em 53,8% a diferença média entre os dois primeiros colocados.
32. Deste modo, a **avaliação do resultado das Rodadas indica que a ausência da previsão de redução dos royalties no edital não exerce influência no resultado dos certames.**

#### IV. RESULTADO DAS SIMULAÇÕES

33. Para avaliar o impacto de regulamentação que possibilite a redução das alíquotas de royalties sobre a produção incremental em campos maduros foram realizadas simulações de incremento na produção para o campo “A” conforme estimado pela Superintendência de Participações Governamentais (SPG) na Tabela 01 do Anexo 01 da Nota Técnica nº 01/2018/SPG, de 22 de janeiro de 2018<sup>4</sup>.
34. Entretanto, como o objetivo da presente Nota Técnica é avaliar os possíveis impactos nas propostas apresentadas no leilão de concessão do bloco exploratório, as simulações aqui apresentadas retroagiram para estimar o valor do projeto desde a fase exploratória.
35. Nas simulações realizadas, a produção incremental iniciou-se no ano em que o campo passou a ser considerado maduro, conforme definição presente no inciso III do artigo 2º da minuta de Resolução proposta<sup>5</sup>, ou seja, “*cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas 1P*”.
36. A simulação considerou a produção histórica da base de dados SIGEP<sup>6</sup> até o ano de 2017 e a estimativa de curva de referência estimada pela SPG a partir de 2018, sendo adicionado o incremento de produção a partir de 2016 e os investimentos de capital necessários para esse incremento no ano anterior.
37. Os investimentos para o desenvolvimento<sup>7</sup> do projeto, os custos operacionais da produção e os custos de abandono foram retirados da última atualização do Plano de Desenvolvimento do campo “A”, obtido junto à SDP. Esses valores também foram utilizados como base para as projeções de investimentos e custos futuros.
38. A Tabela 2 apresenta os principais parâmetros adotados na simulações:

**Tabela 2 – Parâmetros utilizados nas simulações**

Parâmetro	Valor
Início do projeto	1990
Início produção	1997
Início produção incremental	2016
Preço petróleo	US\$/bbl 50
Preço Gás Natural	US\$/MMBTU 4,00

<sup>4</sup> Processo nº 48610.012420/2017-33, fl. 126-156.

<sup>5</sup> Processo 48610.012420/2017-33, fl. 182.

<sup>6</sup> SIGEP: relatório BMP x PAP - Produção de Petróleo, Gás Natural e Água por Campo.

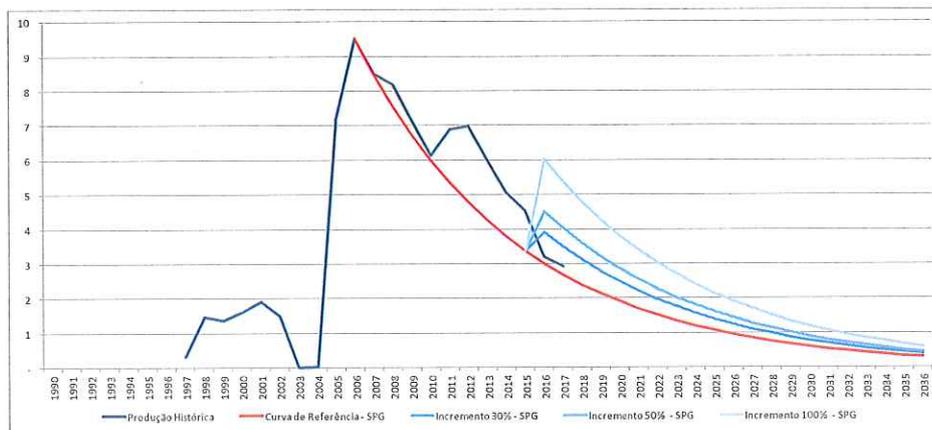
<sup>7</sup> Estão incluídos nos investimentos de desenvolvimento: perfuração, completação, unidade de produção, sistema de coleta, sistema de escoamento e outros custos.

Taxa de desconto	10% ano
Taxa de câmbio	R\$/US\$ 3,30
Custo exploração	US\$ 100 milhões
Probabilidade de sucesso	10%
CAPEX	US\$/m <sup>3</sup> 24,00
OPEX variável	US\$/m <sup>3</sup> 137,43
OPEX fixo	US\$/ano 148,56 milhões

39. Foram simulados quatro cenários de produção, o cenário de referência, sem incremento na produção, e três cenários com incrementos de 30%, 50% e 100%, e calculado o VLP de cada cenário.

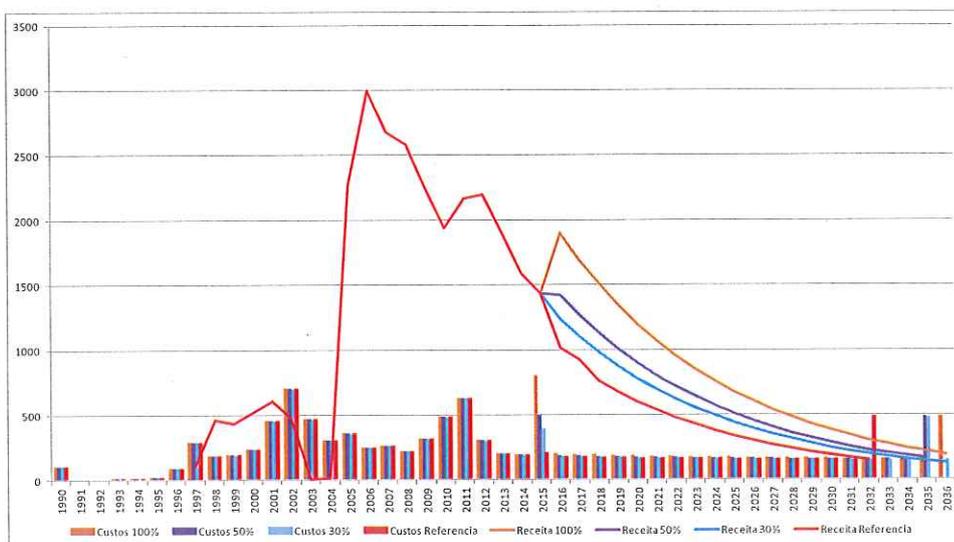
40. A Figura 1 apresenta as curvas de produções nos quatro cenários:

**Figura 1 – Curvas de produção (em milhões m<sup>3</sup>)**



41. A Figura 2 apresenta as estimativas de receita bruta e de custos totais ao longo dos projetos nos diferentes cenários:

**Figura 2 – Receita bruta e custos totais (em milhões US\$)**



Buu

Janos

42. Os resultados obtidos nas simulações encontram-se resumidos na Tabela 3:

Tabela 3– Resultado das simulações do VPL do projeto

	Royalty Incremental	VPL (MMUS\$)	TIR (%)	Diferença VPL Incr. x Ref. (MMUS\$)
Referência	n.a	1.661,28	28,96%	
Incremental 30%	7,50%	1.705,58	29,07%	2,67%
Incremental 50%	5,00%	1.758,28	29,15%	5,84%
Incremental 100%	5,00%	1.859,81	29,31%	11,95%

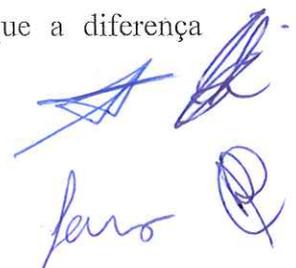
43. Conforme apresentado na Tabela 3, o incremento da produção de 30%, 50% e 100% levou a um aumento do VPL do projeto de 2,67%, 5,84% e 11,95%, respectivamente. Ou seja, **a elevação percentual do valor do projeto foi consideravelmente inferior ao incremento percentual da produção.** Ademais, comparando a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto, o incremento da produção de 30%, 50% e 100% resultou em um aumento da TIR, respectivamente, em apenas 0,11 p.p, 0,18 p.p. e 0,35 p.p.
44. Cabe destacar, ainda, que as simulações realizadas reproduzem diretamente as fases de desenvolvimento e produção, quando grande parte dos riscos geológicos foram mitigados, diferentemente do observado no momento da licitação. A estimativa de reserva recuperável de um campo de petróleo é o parâmetro primordial no modelo de fluxo de caixa de um projeto de E&P, pois toda a estimativa de produção do reservatório é considerada função da reserva recuperável. A avaliação do risco geológico e como este afeta o valor do projeto depende da técnica aplicada e da aversão ao risco de cada empresa.
45. Entretanto, conforme apontado na segunda seção, **a diferença percentual média entre as propostas dos dois primeiros colocados nas rodadas analisadas foi de aproximadamente 75%, muito superior ao virtual aumento do valor do projeto com o incremento na produção estimado com as simulações.**
46. Desta forma, se para um projeto com reservatório conhecido o resultado não é representativo, é pouco provável que a possibilidade de redução da alíquota de royalties para a produção incremental de um campo maduro (que ocorrerá após 25 anos do início da produção ou quando mais de 70% da reserva 1P já tiver sido extraída do reservatório)

tenha influência significativa no processo de tomada de decisão no momento de elaboração da proposta para a rodada, quando o ambiente de incertezas domina a análise das opções disponíveis.

47. Adicionalmente, a informação da possibilidade de redução **da alíquota de royalties sobre a produção incremental é uma informação compartilhada por todas as empresas participantes do certame, impactando simultaneamente a avaliação de todos os licitantes, preservada a isonomia.**

## V. CONCLUSÃO

48. Esta Nota Técnica buscou fornecer subsídios técnicos à Diretoria Colegiada da ANP sobre os possíveis impactos da regulamentação da redução de royalties sobre a produção incremental em campos maduros nas propostas apresentadas da Décima Primeira até a Décima Terceira Rodadas.
49. Foi apresentada uma descrição do processo de tomada de decisão de investimento das empresas licitantes nas rodadas de licitações, destacando-se sua complexidade decorrente da grande incerteza e dos diferentes riscos envolvidos nos projetos, intensificados pelos longos ciclos de vida dos mesmos. Observou-se ainda que os projetos de E&P são desenvolvidos em fases e as decisões de investimento são tomadas à medida que é ampliado o conhecimento da(s) reserva(s) de petróleo.
50. Sobre a tomada de decisão para apresentação de proposta na rodada de licitação, a Nota Técnica ressaltou que esta envolve a utilização de todas as informações disponíveis para a avaliação do potencial geológico da área, dos termos editalícios e contratuais, da alocação do projeto no portfólio da empresa e sua necessidade de recomposição de reservas.
51. Ademais, destacou-se que a omissão ou previsão editalícia da possibilidade de redução da alíquota de royalties sobre a produção incremental é uma informação compartilhada por todas as empresas participantes do certame, impactando simultaneamente a avaliação de todos os licitantes.
52. A análise dos resultados das Rodadas indicou que a ausência da previsão de redução dos royalties no edital não exerce influência no resultado dos certames no sentido de apresentar maior disputa entre os licitantes. A análise identificou que a diferença

  
Buro  
furo

percentual média entre as propostas dos dois primeiros colocados nas Rodadas analisadas (11ª, 12ª e 13ª) foi de aproximadamente 75%, não se distanciando da média das demais.

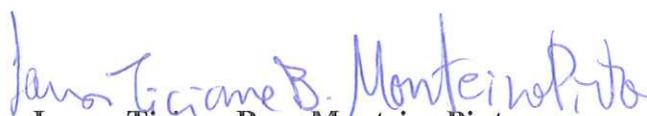
53. Por fim, foram realizadas simulações do incremento da produção de um campo em quatro cenários e calculado os respectivos VPL, sendo estes o cenário de referência, sem incremento na produção, e três cenários com incrementos de 30%, 50% e 100%. O resultado das simulações indicou que a elevação percentual do valor do projeto foi inferior ao incremento percentual da produção e consideravelmente abaixo da diferença percentual média entre as propostas dos dois primeiros colocados nas Rodadas analisadas.
54. Ressaltou-se, ainda, que as simulações foram realizadas a partir de dados de reservas já conhecidas e que a avaliação do impacto das incertezas no valor do projeto varia de acordo com a aversão ao risco de cada empresa.
55. Considerando o horizonte temporal correspondente à definição de “campo maduro” proposta pela minuta de Resolução – com produção efetiva igual ou superior a 25 anos ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% do volume previsto – seria difícil estabelecer *ex ante*, ou seja, no momento de elaboração das ofertas, os parâmetros básicos (tecnologia a ser utilizada, custos, investimento) da produção incremental.
56. Deste modo, conclui-se que não foi possível constatar que a omissão da previsão editalícia de redução da alíquota de royalties sobre a produção incremental possa ter impacto significativo nas propostas e, conseqüentemente, na classificação dos primeiros colocados nos leilões da 11ª, 12ª e 13ª Rodadas.

  
**Thiago Neves de Campos**

Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural

  
**Antonio Luiz Freitag de Mello**

Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural

  
**Laura Ticiane Braz Monteiro Pinto**

Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural

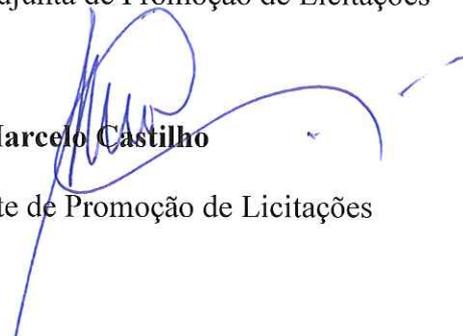
De acordo.

  
**Bruno Valle de Moura**

Superintendente-Adjunto de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica

  
**Heloisa Borges Esteves**

Superintendente-Adjunta de Promoção de Licitações

  
**Marcelo Castilho**

Superintendente de Promoção de Licitações