



Rio de Janeiro, 17 de dezembro de 2015.

NOTA TÉCNICA Nº 45/2015/SPG-ANP

Assunto: Revisão da Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000, que estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais.

Referências: Processo 48610.000618/2015-11

I. Introdução

1. A presente nota técnica tem por finalidade apresentar os fundamentos utilizados para a revisão da Portaria ANP nº 206/2000. Ela está dividida em 5 seções nas quais são detalhados os diversos aspectos observados na presente proposta de revisão e possui 2 anexos. No Anexo I é apresentada a minuta de resolução. No Anexo II, mostram-se tabelas com o cálculo do preço mínimo em suas várias etapas.

2. A primeira seção é esta breve Introdução. Na segunda, fazemos referência à legislação que objeto da regulamentação e apontamos as premissas que orientaram a proposta de revisão da portaria. Contamos ainda a história da Portaria ANP nº 206/2000, comparando-a com a portaria antecessora e apresentamos os detalhes da metodologia aplicada para apuração dos preços mínimos dos petróleos nacionais.

3. A descrição do processo administrativo que suportou a presente revisão é realizada na terceira seção. Nela são mostradas todas as ações realizadas pela ANP para o desenvolvimento desta proposta de resolução, além dos documentos juntados ao processo que dão os fundamentos teóricos às análises realizadas ao longo do ano de 2015.
4. Na quarta seção é detalhada a minuta de resolução. Na quinta seção, são avaliados os impactos da nova formulação para os cálculos dos preços mínimos, comparando-os com os preços calculados pela portaria vigente.
5. Finalmente, na Conclusão, faz-se um breve resumo da minuta proposta, afirmando-se que a mesma está pronta para ser discutida pela sociedade brasileira antes de ter sua versão final aprovada pela Diretoria Colegiada da ANP.

II. Portaria ANP nº 206/2000

Fundamentos legais

6. A Portaria ANP nº 206/2000 trata do preço mínimo do petróleo estabelecido pela ANP, em cumprimento ao determinado no Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998, em seu artigo 7º, § 11, abaixo transcrito.

Art 7º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.

.....
.....

§ 11. Caso o concessionário não apresente as informações referidas nos §§ 2º e 6º deste artigo, a ANP fixará o preço de referência do petróleo, segundo seus próprios critérios. (grifos nossos).

7. A revisão da Portaria ANP nº 206/2000 está prevista na Agenda Regulatória 2015/2016 da ANP, Plataforma Temática 10, Ação 10.2. Com o objetivo de instruir o processo de revisão da portaria, em 22/01/2015, foi instaurado o Processo Administrativo nº 48610.000618/2015-11, o qual será detalhado mais a frente.

Breve Histórico

8. A Portaria ANP nº 206/2000 foi aprovada pela Diretoria Colegiada da ANP em 29/08/2000, e publicada no DOU, em 30/08/2000. Esta portaria revogou e substituiu a Portaria ANP nº 155/1998, a qual também regulamentava o preço mínimo do petróleo para fins de participações governamentais.

9. As principais diferenças entre a Portaria ANP nº 155/1998 e a Portaria ANP nº 206/2000, sua sucessora, a são as seguintes:

- a) na Portaria ANP nº 155/1998, a fórmula para o cálculo do diferencial utilizava valores constantes expressos diretamente na fórmula para as frações do Brent, enquanto na Portaria ANP nº 206/2000 as frações do Brent foram colocadas como variáveis e deslocadas para o Anexo I¹, criado em 2000;
- b) a Portaria ANP nº 206/2000, em seu art. 4º, introduziu os Anexos II e III e suas revisões anuais periódicas;
- c) em seu art. 6º, a portaria estabeleceu preços mínimos sancionatórios² quando determinadas informações não são prestadas pelo usuário;
- d) ao longo do tempo, foram alterados alguns derivados que tiveram sua cotação na Platts descontinuada;

¹ Destaque-se que embora fosse uma variável na fórmula, esses percentuais (ou frações) do Brent nunca foram revisados.

² Exemplo, o preço mínimo do petróleo será: i) o maior preço mínimo praticado no país, quando o campo produtor for o primeiro campo produtor de sua bacia; ou, ii) o maior preço mínimo praticado no país, quando o petróleo produzido pelo campo tiver grau API superior ao petróleo da corrente de maior grau API da bacia à qual pertence; iii) o maior preço mínimo decorrente da aplicação do art. 3º-A, no caso de a produção ser operada por concessionário exclusivamente C ou D; ou, iv) o maior preço mínimo da bacia nas demais situações.

e) Foi acrescentado pela Resolução ANP nº 14, de 02/03/2011 (DOU 03/03/2011) com efeitos a partir do mês de produção de março de 2011, o art. 3º-A, com a fórmula de cálculo de preço mínimo para operadores do tipo C e D.

10. Em termos gerais, as duas portarias utilizaram para precificação do petróleo nacional a mesma metodologia fundamentada no preço do petróleo de referência no mercado internacional (o Brent) mais um diferencial de qualidade do petróleo nacional.

Metodologia da Portaria ANP nº 206/2000

11. A Portaria ANP nº 206/2000, cuja cópia é apresentada às fls. 03/25, do Processo 48610.000618/2015-11, estabelece o preço mínimo do petróleo produzido mensalmente em cada campo a ser adotado para fins de participações governamentais³ e de terceiros⁴.

12. Os preços mínimos dos petróleos nacionais, em reais por metro cúbico, são obtidos mensalmente a partir da comparação com o preço do petróleo tipo Brent⁵, em dólares por barril, somado a um diferencial de qualidade para cada tipo de petróleo nacional. A conversão para a moeda nacional é feita pela média mensal das taxas de câmbio diárias de compra do dólar norte-americano, segundo o Banco Central do Brasil.

13. O diferencial de qualidade é a diferença entre: (i) o valor das frações (rendimentos) leves, médias e pesadas decorrentes da destilação do petróleo nacional; e, (ii) o valor das frações leves, médias e pesadas, decorrentes da destilação do petróleo

³ Royalties e participação especial.

⁴ Pagamento aos proprietários de terra.

⁵ Mistura de petróleos do Mar do Norte que alimenta o Sistema de Oleodutos Brent, a partir do campo de Brent original e volumes adicionais oriundos de outros campos, para carregamento em navios petroleiros no Terminal Sullom Voe, no Reino Unido.

Brent; calculados com base nos preços do mercado internacional de cada derivado constante na Tabela 1, conforme o seu percentual de enxofre.

14. Para a obtenção do preço do petróleo tipo Brent, a metodologia de cálculo do preço mínimo do petróleo da Portaria ANP nº 206/2000, para cada campo, utiliza como referência a média mensal das cotações diárias de preço do petróleo Dated Brent⁶ e de derivados⁷ de petróleos também cotados na Platts.

15. Caso o petróleo apresente teor de enxofre inferior ou igual a 0,35%⁸ m/m, os derivados utilizados para o cálculo do preço mínimo serão aqueles listados na primeira coluna da Tabela 1. Já para petróleos com teor de enxofre superior a 0,35% m/m, esse cálculo terá como base os produtos listados na segunda coluna da tabela 1.

Tabela 1. Derivados utilizados no cálculo do preço na Portaria ANP nº 206/2000.

% Enxofre	< 0,35% m/m	> 0,35% m/m
Fração Leve	Gasoline 10 ppm Cargoes CIF NWE ⁹	Gasoline 10 ppm Cargoes CIF NWE
Fração Média	ULSD 10 ppm ¹⁰	Gasoil 0,1% Cargoes CIF NWE ¹¹
Resíduos Pesados	Fuel Oil 1% ¹²	Fuel Oil 3,5% ¹³

16. Em termos matemáticos, a fórmula de cálculo de preço mínimo do petróleo para cada campo nos termos da referida portaria é dada por:

⁶ Cotação publicada diariamente pela Platt's Crude Oil Marketwire, que reflete o preço de cargas físicas do petróleo Brent embarcadas de 7 (sete) a 17 (dezesete) dias após a data da cotação, no terminal de Sullom Voe, no Reino Unido.

⁷ Cotados na Platt's European Marketscan, publicação diária de cotações de produtos derivados de petróleo, adotada como padrão no mercado internacional, para a formação de preços de cargas de derivados.

⁸ Teor de enxofre do petróleo do tipo Brent em 2000.

⁹ Gasolina, com densidade de 755 kg/m³, RON de 95 e MON de 85, com teor máximo de enxofre de 10 ppm.

¹⁰ Óleo diesel utilizado na Europa, com teor máximo de enxofre de 10 ppm.

¹¹ Gasóleo utilizado em aquecimento na França e Alemanha, com teor máximo de enxofre de 0,1% e densidade de 845 kg/m³.

¹² Óleo combustível com teor máximo de enxofre de 1%, viscosidade cinemática de 380.10⁻⁶ m²/s a 50° C e densidade entre 965 e 990 kg/m³.

¹³ Óleo combustível com teor máximo de enxofre de 3,5%, concentração máxima de vanádio de 300 ppm, viscosidade cinemática de 380.10⁻⁶ m²/s a 420.10⁻⁶ m²/s a 50° C e densidade de 965 a 990 kg/m³.

$$PR_{\text{Mínimo}} = TC \times 6,2898 \times (BD_{\text{Médio}} + D)$$

Onde:

TC - é a média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, obtidas junto ao Banco Central do Brasil, para o mês em questão;

BD_{Médio} - é o valor médio mensal dos preços diários Brent Dated, cotados na Platt's Crude Oil Marketwire, em dólares americanos por barril, para o mês em questão; e

D - é o diferencial entre o preço do petróleo nacional e o do petróleo Brent, em dólares americanos por barril.

17. O diferencial D entre o preço do petróleo nacional, produzido em cada campo, e o do petróleo Brent é determinado pela seguinte fórmula:

$$D = VBP_{\text{Nacional}} - VBP_{\text{Brent}}$$

onde:

VBP_{Nacional} - é o valor bruto dos produtos derivados do petróleo nacional, em dólares americanos por barril;

VBP_{Brent} - é o valor bruto dos produtos derivados do petróleo Brent, em dólares americanos por barril.

18. O valor bruto do petróleo (VBP) é dado pela fórmula:

$$VBP = F_l \times P_l + F_m \times P_m + F_p \times P_p$$

Onde:

F_l é a fração de destilados leves

F_m é a fração de destilados médios

F_p é a fração de destilados pesados

P_l é o preço da fração de destilados leves

P_m é o preço da fração de destilados médios

P_p é o preço da fração de destilados pesados

19. As frações de destilados leves, de destilados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional de cada campo e do petróleo Brent, a que se refere o parágrafo anterior, serão estabelecidas com base na análise de seus pontos de ebulição verdadeiros (PEV), em função do API e dos seus pontos de corte, segundo a Tabela 2.

Tabela 2. Pontos de Corte para a definição das frações de leves, médios e pesados, nos termos da Portaria ANP nº 206/2000.

	Pontos de Corte		
	Fração de Leves	Fração de Médios	Fração de Pesados
API < 27	Até 290 °C	290 °C a 380 °C	Acima de 380 °C
27 ≤ API < 36	Até 270 °C	270 °C a 450 °C	Acima de 450 °C
API ≥ 36	Até 210 °C	210 °C a 500 °C	Acima de 500 °C

20. Para concessionárias dos tipos C e D, o preço mínimo pode ser calculado pela metodologia simplificada abaixo apresentada:

$$PR_{\text{Mínimo}} = 3,9383 \times (APIC - 38,9) + TC \times 6,2898 \times P_{\text{Brent}} \times 0,95$$

Onde:

3,9383 – coeficiente angular;

APIC – densidade do petróleo a ser valorado, expressa em graus API;

38,90 – densidade do petróleo tipo Brent, expressa em graus API;

TC - é a média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, obtidas junto ao Banco Central do Brasil, para o mês em questão;

6,2898 – constante para conversão de barris para metros cúbicos;

P_{Brent} – é o valor médio mensal dos preços diários *Dated Brent*, cotados na Platt's Crude Oil Marketwire, em dólares americanos por barril, para mês em questão;

0,95 – termo de ajuste

21. O Anexo I, da Portaria ANP nº 206/2000, apresenta a especificação técnica do petróleo Brent utilizada para fins de cálculo do preço mínimo. No Anexo II, da referida portaria, estão listados os tipos de petróleos nacionais e no Anexo III são apresentadas as especificações técnicas das correntes de petróleos nacionais.

22. Em resumo, o diferencial de qualidade utilizado na metodologia da Portaria ANP nº 206/2000 considera apenas dois fatores vinculados às características do petróleo, a curva PEV e o teor de enxofre. Outras variáveis existentes, e normalmente consideradas pelo mercado na formação dos preços efetivamente praticados, tais como: localização geográfica da produção e da entrega; data de carregamento; frete e seguro; tamanho da carga; entre muitas outras, não são consideradas na formação do preço mínimo da Portaria ANP nº 206/2000 e também não o serão na atualização dessa portaria.

23. Ressalte-se que o preço adequado a ser utilizado na apuração dos royalties e da participação especial *é o preço de venda do petróleo em condições de mercado*, o qual representa efetivamente o valor do petróleo no mercado internacional, no qual o preço é obtido em negociações com grande número de ofertantes e demandantes.

24. No entanto, como muitas vezes essas condições normais de mercados não são efetivas, é necessário à formação de um preço mínimo que procure emular essas condições. Isso é feito pela Portaria ANP nº 206/2000.

25. Cabe ressaltar que essa metodologia de cálculo do preço mínimo do petróleo nacional utilizada pela ANP já completou 17 anos de vigência (desde 1998) – sem contestações administrativas ou judiciais dos agentes afetados pela portaria. Assim, é possível afirmar que a metodologia da Portaria ANP nº 206/2000 constitui uma prática regulatória adequada. Isso não impede, no entanto, que essa sofra, periodicamente, ajustes às condições do mercado internacional de petróleo.

III. Processo Administrativo nº 48610.000618/2015-11

26. Nessa seção, apresentaremos as premissas para a revisão, os documentos que compõem o presente processo administrativo e ações executadas pela ANP, procurando dar transparência aos procedimentos utilizados.

Premissas

27. As premissas que nortearam a necessidade de revisão da portaria são as seguintes:

a) definição do conceito de corrente de petróleo ou tipo de petróleo. Embora de domínio público, esse conceito ainda não está expressamente definido na portaria da ANP;

b) possibilidade de escolha, por parte da ANP, entre diferentes agências de informação de preços para o fornecimento de cotações dos preços de

petróleos e seus derivados no mercado internacional¹⁴;

c) reavaliação da utilização dos diferentes pontos de corte para a obtenção das frações leves, médias e pesadas. Considerando que os pontos de corte variam com o API do petróleo, ao se trabalhar com petróleos cujos APIs sejam próximos aos dos pontos de corte (27° e 36°, na Tabela 2) é possível a ocorrência de sensíveis variações de preços para pequenas variações no grau API de um petróleo;

d) regulamentação do procedimento de coleta de amostras de petróleo para elaboração as curvas PEV utilizadas na formação do preço mínimo do petróleo, por meio da definição dos passos a serem seguidos pelas concessionárias durante essas coletas até a elaboração dos relatórios dos ensaios em laboratório.

28. Essas premissas foram analisadas ao longo do corrente ano. Os resultados dessas análises levaram à elaboração da minuta de resolução proposta para o preço mínimo proposta no Anexo I.

Pleitos dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

29. Ao longo das discussões sobre a nova resolução, o Estado do Rio de Janeiro, em maio de 2015, apresentou à ANP uma análise desenvolvida pela Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviço (SEDEIS), fls. 26/53, onde basicamente questiona a metodologia aplicada pela ANP para o preço mínimo fundamentada na curva PEV e propõe a sua substituição pelo que denomina de “refinaria padrão”.

¹⁴ A referência expressa a uma determinada agência no corpo da Portaria ANP nº 206/2000, como a atualmente existente, dificulta uma eventual troca da empresa fornecedora das informações de preços pela ANP.

30. Segundo esse entendimento, com os modernos processos de refino seria possível obter mais produtos de melhor valor agregado a partir de um mesmo petróleo. Isso levaria a um maior preço mínimo do petróleo nacional. No entanto, essa proposta não considera os custos incorridos pelos refinadores necessários à obtenção desses produtos de maior valor agregado.

31. O Estado do Espírito Santo, por meio do Ofício nº 159/SEFAZ-ES/SEC/GAB, fls. 56/65, apresenta também pleito de alteração da Portaria ANP nº 206/2000 apoiado na mesma proposta da SEDEIS.

32. O Estado do Rio de Janeiro, agora por meio do Ofício GAB/GOV-RJ nº 381, fls. 71/72, reapresenta o estudo da SEDEIS, agora sob a forma de nota técnica, fls. 73/88.

Solicitação de Estudos à CDC¹⁵ e à SRP¹⁶

33. Em continuidade ao processo de revisão da Portaria ANP nº 206/2000, a SPG enviou à CDC, por meio do Memorando nº 319/2015/SPG, fls. 66/67, solicitação de elaboração de nota técnica na qual fossem analisadas as características de comercialização do petróleo Brent e dos derivados de petróleo utilizados no cálculo do preço mínimo. Além disto, a nota deveria analisar a aderência dos preços desses derivados ao mercado internacional, assim como eventuais derivados substitutos (cotados na Platts, Argus ou outras publicações do gênero), entre outros aspectos.

34. A SPG solicitou também à SRP, por intermédio do Memorando nº 321/2015/SPG, fls. 68, manifestação técnica acerca das propostas apresentadas pelos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. A solicitação foi feita no sentido de que a SRP analisasse eventual adoção do “perfil padrão de refinaria” utilizado para a obtenção das frações leves, médias e pesadas de derivados para o cálculo dos preços mínimos dos

¹⁵ Coordenadoria de Defesa da Concorrência.

¹⁶ Superintendência de Refino, Processamento de Gás Natural e Produção de Biocombustíveis.

petróleos nacionais, apresentado pela SEDEIS, em contraposição à manutenção da metodologia atual fundamentada na curva PEV dos petróleos.

35. O documento da SEDEIS é analisado pela SRP na Nota Técnica nº 025/2015/SRP-ANP, fls. 272/275, a qual se manifestou nos seguintes termos:

“Não há razão para o uso de qualquer metodologia que não correlacione as frações à curva PEV. O uso da curva PEV permite separar o petróleo em frações precipitáveis. Juntando as frações destiladas, desconsiderando pequena degradação ocorrida na destilação, o produto final será o petróleo inicial. Pela proposta encaminhada pelos governos estaduais citados, a soma das frações (beneficiadas pela refinaria, de forma hipotética) não produziria o mesmo petróleo, e sim um petróleo de qualidade superior ao extraído.

Apenas como esclarecimento, o que foi proposto foi a precipitação do petróleo baseado não em suas frações, mas nos produtos gerados por uma refinaria. Desta forma, busca-se extrair e se apropriar de uma parcela da margem de refino, visto que a diferença entre a receita obtida por seus produtos, subtraída do custo da matéria prima e custos operacionais constitui, de forma simplista, a margem da atividade de refino.”

Eventos com a Argus, Platts e Petrobras.

36. Em 14/08/2015, a SPG organizou no auditório da ANP palestra com a Sra. Vanessa Viola, Diretora da Argus no Brasil, sobre a metodologia utilizada pela Argus para a formação de preços do petróleo e derivados. Além de servidores de diversas áreas da ANP, participaram da palestra, também, servidores da SEFAZ-RJ, da SEDEIS, do Município de Campos dos Goytacazes/RJ. A lista de presença à palestra foi juntada às fls. 89/94, do presente processo administrativo. A apresentação da Argus se encontra às fls. 95/110.

37. Outro evento organizado pela SPG no âmbito das discussões para elaboração da nova resolução foi realizado em 20/08/2015, no auditório da ANP, com palestra do Sr. Richard Swann, Diretor Editorial da Platts em Houston, e do Sr. Eswaran Ramasamy, Diretor Global da Platts, sobre o mercado de petróleo e produtos derivados.

38. Neste evento foi apresentada a metodologia da Platts para formação de preços do petróleo e derivados. Além de servidores de diversas áreas da ANP, servidores da SEFAZ-RJ e da SEDEIS participaram da palestra. A lista de presença à palestra foi juntada às fls. 111/117. A apresentação da Platts se encontra às fls. 129/163v.

39. Em 28/09/2015, foi realizada ainda reunião na ANP com a Petrobras, onde a concessionária fez uma apresentação (fls. 123/128v) sobre aspectos da comercialização de seu petróleo no mercado internacional.

Artigos e Notas Técnicas

40. Às fls. 118/122 é apresentado o *Argus Netback Model* da Argus, usado pela Argus para calcular valores e margens de *netback* para uma gama de petróleos de referências em três mercados importantes: Noroeste da Europa, Estados Unidos e Ásia.

41. Às fls. 164/167, foi juntado um texto denominado *Crude Oil Prices (Predicting Price Differentials Based on Quality)*, de 2004, de autoria de Robert Bacon e Silvana Tordo, do Banco Mundial, publicado no jornal online *Public Policy for the Private Sector* do Banco Mundial.

42. Às fls. 169/170, encontra-se o Memorando nº 079/CDC o qual encaminha a Nota Técnica nº 083/CDC, fls. 171/270. Às fls. 272/275, encontra-se a Nota Técnica nº 025/2015/SRP-ANP.

43. Às fls. 276/295v, foi juntado o documento do Banco Mundial denominado *ESMAP TECHNICAL PAPER 081. Crude Oil Price Differentials and Differences in Oil Qualities: A Statistical Analysis*. Robert Bacon e Silvana Tordo. Outubro de 2005. Este

documento apresenta vários aspectos teóricos utilizados na elaboração da minuta de resolução de atualização da Portaria ANP nº 206/2000.

Pleito da Queiroz Galvão, Campo de Atlanta

44. Às fls. 296/400v, a concessionária Queiroz Galvão apresentou pleito de regulamentação do preço mínimo se considerando o número de acidez total do petróleo (TAN) fundamentado nos textos do Banco Mundial de Robert Bacon e Silvana Tordo acima citado, textos inclusive que a ANP já vinha observando em suas análises para a atualização da portaria.

Encaminhamentos para Revisão da Portaria ANP nº 206/2000.

45. Finalmente, após muitas análises e simulações, foi elaborada a presente nota técnica e a minuta de resolução, constante no Anexo I. Concluído esse documento, o processo será encaminhado para análise jurídica da Procuradoria Federal junto à ANP e posterior aprovação da minuta pela Diretoria Colegiada da ANP, por meio de proposta de ação. Aprovada a minuta a mesma será submetida à consulta/audiência pública para que a sociedade se manifeste e, após isto, seja aprovada a nova resolução.

IV. Minuta de Resolução

46. A minuta de resolução proposta como revisão da Portaria ANP nº 206/2000, em resposta às premissas anteriormente apontadas, pode ser resumida nos seguintes pontos:

- a) definição de corrente de petróleo;
- b) alteração da forma de cálculo do preço mínimo para petróleo com alto teores de enxofre, deixando-se de realizar o cálculo com derivados diferenciados para esses petróleos;

- c) utilização dos mesmos derivados leve, médio e pesado, para todos os tipos de petróleo, e acrescentando-se um deságio para os petróleos com teor de enxofre maior que 0,60% m/m;
- d) alteração das faixas de corte para todos os petróleos nacionais e para o Brent, com a eliminação das três faixas atualmente existentes (em função do grau API, apresentadas na Tabela 1) e o estabelecimento de apenas uma mesma faixa de corte para todos os petróleos independentes do grau API, conforme Tabela 2;
- e) criação de um deságio para os petróleos de elevada acidez (TAN > 0,5 mgKOH/g), baseada em estudos do Banco Mundial¹⁷, a partir de uma regressão matemática com preços de diversos tipos de petróleo, incluindo vários de elevado número total de acidez, disponíveis no mercado mundial;
- f) substituição dos derivados utilizados para o cálculo do diferencial de preço em relação ao Brent com objetivo de utilizar derivados de maior liquidez no mercado internacional;
- g) adequação da forma utilizada para o cálculo do preço mínimo dos petróleos, para as concessionárias do tipo C e D, passando a se calcular as frações de derivados leves, médios e pesados desses petróleos a partir de seu API e não curva PEV desse petróleo;
- h) inclusão de um capítulo para tratar das agências de informação de preço;
- i) revisão do capítulo referente às atualizações das informações técnicas da correntes de petróleo;
- j) inclusão de um artigo para incentivar as concessionárias que vendam seu petróleo para empresa de comercialização de petróleo não-residente no Brasil e que pertença ao seu mesmo grupo econômico e não informem à ANP os

¹⁷ *ESMAP TECHNICAL PAPER 081. Crude Oil Price Differentials and Differences in Oil Qualities: A Statistical Analysis. Robert Bacon and Silvana Tordo. Outubro de 2005. Banco Mundial.*

preços de venda de petróleo efetivamente praticados no mercado internacional; e

k) inclusão de um artigo para que as concessionárias publiquem as informações das características de seu petróleo no site da empresa.

47. No que diz respeito à necessidade de regulamentação do procedimento de coleta de amostras de petróleo para elaboração das curvas PEV, após diversas reuniões entre as diversas áreas envolvidas (SPG, a SDP, a SBQ e o NFP), foi consenso que o assunto deve ser tratado em uma resolução específica.

48. O tratamento diferenciado a esse assunto, em outro regulamento, propiciará uma análise técnica mais aprofundada dos procedimentos de coleta/amostragem de petróleos a serem utilizados e não desviará o foco da presente revisão da portaria, orientado aos aspectos econômicos da formação do preço do petróleo nacional no mercado internacional. Assim, essa nova resolução, será incluída na Agenda Regulatória da ANP para o período 2016/2017.

49. Na sequência trataremos, passo a passo, as propostas de alterações da Portaria ANP nº 206/2000, bem como as inovações constantes na minuta.

Referência Legal e Definições Técnicas

50. O art. 1º não sofreu qualquer alteração em relação à portaria original visto que se trata apenas da fundamentação legal a qual a resolução se propõe a regulamentar. O art. 2º foi revisado de forma a que as definições técnicas listadas correspondam ao texto da nova resolução.

Corrente ou Tipo de Petróleo

51. No art. 3º é introduzido o conceito de corrente de petróleo (ou tipo de petróleo), definida como uma mistura de petróleos utilizada para a comercialização ou consumo desse petróleo. Em seu § 1º é estabelecido que uma corrente de petróleo é uma

mistura homogênea (*blend*) de petróleos utilizada para a comercialização, ou entrega ao consumo, desses petróleos. Essa mistura pode ser composta por petróleos produzidos em uma ou mais áreas produtoras.

52. O § 2º por sua vez determina que caso uma corrente seja composta por petróleos oriundos de mais de um ponto de medição da produção, a composição da corrente será o resultado da mistura do petróleo oriundo dos diversos pontos de medição ponderados pelos volumes produzidos em cada ponto. Essas definições se fazem necessárias para tornar objetiva a definição de corrente, evitando-se entendimentos subjetivos e divergentes.

Metodologia (Brent + Diferencial de Qualidade)

53. O caput do art. 4º mantém a metodologia atual de cálculo do preço mínimo ao expressá-lo como o preço do petróleo Brent, no mercado internacional, mais um diferencial de qualidade convertido para R\$/m³, como mostrado na fórmula abaixo.

$$P_{\text{mín}} = TC \times 6,2898 \times (P_{\text{Pref}} + D_q)$$

54. Apenas para fins de esclarecimentos, procuramos alterar a notação das variáveis de forma que no corpo da minuta sejam feitas referências aos conceitos considerados na formulação, ficando a especificação técnica desses conceitos determinada nos anexos da minuta de resolução.

55. Assim, no texto da minuta, por exemplo, é feita referência ao conceito “petróleo de referência” e não ao produto “petróleo Brent”. Outro exemplo, no corpo da minuta de resolução é feita referência genérica às agências de informações de preço, sendo que apenas no Anexo 1, é estabelecida a referência a Platts e a Argus Media.

56. Isso é foi definido para evitar que, com o passar do tempo, e as mudanças que ocorram no mercado internacional, desatualizem a resolução. Assim, com essas referências feitas nos anexos, a ANP terá mais agilidade em atualizar os parâmetros

utilizados na resolução, revisando-se apenas os anexos, procurando com isso não afetar os direitos e os deveres estabelecidos ao longo da minuta de resolução.

57. O § 1º, do art. 4º, apresenta a fórmula de cálculo do diferencial D. Na Portaria ANP nº 206/2000, esse diferencial é calculado nos termos da fórmula abaixo, como a diferença entre o valor bruto obtido do petróleo nacional menos o valor bruto obtido a partir do petróleo Brent. Sendo esse valor bruto obtido pela fração de leves multiplicada pelo preço dos derivados leves, mais a fração de médios multiplicada pelo preço dos derivados médios, mais fração de pesados multiplicada pelo preço dos derivados pesados.

$$D = \text{VBP}_{\text{nac}} - \text{VBP}_{\text{Brent}} \quad (\text{Portaria ANP nº 206/2000})$$

58. Na nova resolução esse diferencial é calculado dessa mesma forma. No entanto, são acrescidos à fórmula dois diferentes deságios em função do alto teor de enxofre e da elevada acidez do petróleo. Desta forma, a nova fórmula utilizada para o cálculo do diferencial em relação ao Brent é a apresentada abaixo.

$$D = \text{VB}_{\text{Pnac}} - \text{VB}_{\text{Pref}} - S - A \quad (\text{Resolução Proposta})$$

59. O § 2º, do art. 4º, mantém a fórmula para o cálculo dos valores brutos dos produtos do petróleo nacional produzido em cada campo e do Brent utilizados na Portaria ANP nº 206/2000, como mostrado abaixo.

$$\text{VB}_{\text{Pnac}} = F_l \times P_l + F_m \times P_m + F_p \times P_p$$

$$\text{VB}_{\text{Pref}} = F_{\text{lref}} \times P_l + F_{\text{mref}} \times P_m + F_{\text{pref}} \times P_p$$

60. É importante destacar novamente que, de forma geral, estão sendo mantidos os mesmos conceitos existentes na Portaria ANP nº 206/2000, sendo esses apenas ajustados à forma como é apurado o deságio em relação ao teor de enxofre e incluído um novo deságio para a acidez do petróleo (TAN).

Deságio Devido ao Alto Teor de Enxofre

61. O § 3º, do art. 4º, apresenta o novo deságio S o qual será aplicado aos petróleos nacionais com teor de enxofre superior a 0,6% m/m, em linha com as condições técnicas e econômicas das refinarias. Ao invés de serem considerados os petróleos com alto teor de enxofre aqueles com percentuais superiores a 0,35% m/m (o teor de enxofre do Brent em 2000), agora se consideram como de alto teor de enxofre os petróleos com percentuais superiores a 0,60% m/m.

62. Atualmente, conforme se obtém do *Methodology and Specifications Guide - North Sea Sulfur De-Escalator*, da Platts, o teor de enxofre aceito pelas refinarias, sem que se aplique qualquer deságio no preço do petróleo é de até 0,60 % m/m.

63. Este é um ajuste importante no cálculo do preço mínimo uma vez que não existirão mais duas listas de derivados para o cálculo do valor bruto do petróleo. A proposta de resolução estabelece apenas um derivado leve, um derivado médio e um derivado pesado a serem cotados e não mais um leve, dois médios e dois pesados, como na Portaria ANP nº 206/2000.

64. Em suma, temos a seguinte alteração: a Tabela 1, apresentada anteriormente nesta nota, passa a ser substituída pela Tabela 3.

Tabela 3. Derivados cotados para as frações leves, médios e pesados, na minuta de resolução.

Fração Leve	Fração Média	Resíduos Pesados
Gasolina	Diesel	Óleo Combustível

Obs. As especificações dos derivados de referência cotados na agência de preços a ser utilizada pela ANP estão apresentadas no Anexo 1, da minuta de Resolução.

65. A proposta de alteração aqui apresentada é a de que, independente do teor de enxofre, os derivados a serem utilizados no cálculo do diferencial D_q serão os mesmos

para todos os tipos de petróleo. Para os petróleos cujo teor de enxofre seja superior a 0,60% será adicionado ao diferencial D_q um deságio calculado nos termos abaixo.

66. O deságio dado aos preços de petróleos com teor de enxofre superior a 0,60% m/m será:

- a. igual a zero, se o teor de enxofre for menor ou igual que 0,60% m/m; e
- b. o resultado da fórmula abaixo se o teor de enxofre for maior que 0,60% m/m; é

$$S = (\% S_{nac} - 0,60\%) / D_s$$

67. Nesta fórmula, $\% S_{nac}$ é o teor de enxofre do tipo de petróleo e o D_s é o deságio padrão utilizado para petróleos com alto teor de enxofre obtido junto à agência de informação de preços, estabelecido no Anexo I, da minuta de resolução.

68. O deságio padrão desenvolvido pela Platts, em junho de 2007, denominado *Sulfur de-escalator* será utilizado como D_s . Trata-se de um mecanismo para se lidar com casos em que o petróleo bruto entregue contém enxofre superior ao parâmetro de qualidade de 0,60% m/m.

69. Os artigos juntados ao processo denominados *Crude Oil Prices (Predicting Price Differentials Based on Quality)* e *Crude Oil Price Differentials and Differences in Oil Qualities: A Statistical Analysis* ambos de autoria de Robert Bacon e Silvana Tordo, do Banco Mundial, seguem nessa mesma linha, ou seja, o cálculo de um deságio devido ao teor de enxofre a ser aplicado aos petróleos. Esses artigos sugerem outra fórmula a qual, no entanto, resulta em um coeficiente a ser aplicado ao preço da mesma ordem de grandeza do *Sulfur de-escalator* da Platts.

70. Considerando a experiência em precificação do petróleo da Platts e a transparência na formação de suas referências de preços, optamos por utilizar esta referência ao invés da fórmula sugerida pelo Banco Mundial. Destaque-se que embora

seja uma referência da Platts, a Argus Media publica também mensalmente esse indicador da Platts.

Deságio Devido à Elevada Acidez do Petróleo

71. Da mesma forma em que foi criado um deságio específico para os petróleos de alto teor de enxofre no § 3º, do art. 4º, também foi criado no § 4º, do art. 4º, para os petróleos de elevada acidez. Algo recente na indústria petrolífera mundial, começaram a surgir, a partir dos anos 2000, campos de petróleo cujo número total de acidez (*Total Acidy Number - TAN*) é maior que 0,5 mgKOH/g.

72. A partir dos estudos do Banco Mundial de autoria de Robert Bacon e Silvana Tordo, foi desenvolvida a formulação abaixo apresentada para o cálculo de um deságio pela elevada acidez de um determinado petróleo nacional.

73. Nesse modelo é considerado que petróleos cujos TANs sejam de até 0,5 mgKOH/g não terão qualquer deságio em seu preço mínimo.

74. No entanto, caso o TAN de determinado tipo de petróleo seja maior que 0,5 mgKOH/g, o deságio calculado a ser aplicado ao preço mínimo desse petróleo será igual ao TAN desse petróleo menos o TAN do Brent (0,03 mgKOH/g) menos um desconto (D_{TAN}) utilizado para petróleos com elevada acidez, calculado pela ANP, a partir da regressão linear de preços de petróleos no mercado internacional.

75. Esse desconto é estabelecido no Anexo I, da minuta de resolução, em mgKOH/g por dólares por barril do preço do petróleo Brent e pode ser revisado sempre as condições de mercado assim tornarem essa atualização necessária.

76. Em suma, o deságio dado aos preços de petróleos com elevada acidez, estabelecido pelo § 4º, do art. 4º, será:

a. Se $TAN_{Pnac} - TAN_{Pref} \leq 0,5 \text{ mgKOH/g}$, zero.

b. Se $TAN_{Pnac} - TAN_{Pref} > 0,5 \text{ mgKOH/g}$; será o resultado de:

$$A = (TAN_{Pnac} - TAN_{Pref}) \times D_{TAN} \times P_{Pref}$$

onde:

TAN_{Pnac} - é o número de acidez total do petróleo nacional, em mgKOH/g;

TAN_{Pref} - é o número de acidez total do petróleo Brent, em mgKOH/g;

D_{TAN} - é o desconto utilizado para petróleos com elevada acidez obtido a partir da regressão linear de preços de petróleos no mercado internacional, apresentado no Anexo I, desta Resolução, em mgKOH/g por dólares por barril do preço petróleo Brent.

P_{Pref} - é o preço do petróleo Brent obtido junto à publicação especializada estabelecida no Anexo I, desta Resolução.

Revisão dos Pontos de Corte das Curvas PEVs

77. No § 5º, do art. 4º, é feita uma das principais alterações em relação ao existente atualmente na Portaria ANP nº 206/2000. Atualmente, os pontos cortes utilizados para a definição das frações de leves, médios e pesados obedece ao estabelecido na Tabela 2, anteriormente apresentada.

78. Conforme fundamentado na Nota Técnica nº 025/2015/SRP-ANP, as frações de destilados leves, de destilados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional de cada campo e do Brent, devem ser estabelecidas com base na análise de seus pontos de ebulição verdadeiros (PEV) e dos seus pontos de corte, segundo a Tabela 4 e não mais dependem do grau API do petróleo.

Tabela 4. Pontos de cortes sugeridos pela Nota Técnica nº 025/2015/SRP-ANP para a resolução.

Pontos de Cortes		
Destilados Leves	Destilados Médios	Resíduos Pesados
Até 180° C	180° C a 350° C	Acima de 350° C

79. Finalmente, o § 6º, do art. 4º, remete a definição dos derivados a serem cotados na agência de informações de preços, para fins de apuração do valor bruto do petróleo (VB_p), referentes às frações F_l , F_m e F_p , F_{lref} , F_{mref} e F_{pref} , ao Anexo I, da minuta de Resolução.

80. No Art. 5º a metodologia a ser utilizada pelos operadores do tipo C e D foi revisada. Na minuta de resolução não mais se faz uma regressão linear dos preços mínimos em função do API para se estabelecer uma curva na qual, a partir do API do petróleo dos operadores tipos C e D, determina-se o preço mínimo desse petróleo.

81. Agora, a partir do API do petróleo dessas operadoras, obtém-se da tabela abaixo as frações de leves, médios e pesados do referido petróleo. Uma vez estabelecidas essas frações, calcula-se normalmente o preço mínimo para o referido petróleo. Foram mantidos API de corte em 13º e 50º. Assim, petróleos com APIs menores que 13º serão valorados como os petróleos com API igual a 13º. O mesmo ocorrendo com a APIs maiores que 50º, os quais são valorados como se tivessem API igual a 50º.

Tabela 5. Cálculo das frações de leves, médios e pesados para operadores dos tipos C e D.

Se API < 13º	$F_{lcd} = 9,00\%$
	$F_{mcd} = 14,37\%$
	$F_{pcd} = 76,63\%$
Se 13º < API < 50º	$F_{lcd} = 0,0004 \times API^2 - 0,0109 \times API + 0,1641$
	$F_{mcd} = 1 - F_{lcd} - F_{pcd}$
	$F_{mcd} = -0,0002 \times API^2 - 0,0026 \times API + 0,8339$
Se API > 50º	$F_{lcd} = 61,91\%$
	$F_{mcd} = 17,70\%$
	$F_{pcd} = 20,39\%$

82. O Capítulo IV, por meio do Art. 6º, define que a ANP utilizará como agência de informação de preços para a formação de preços necessários para o cálculo do preço mínimo do petróleo aquela determinada no Anexo I, da minuta resolução.

83. O objetivo deste capítulo é prover à ANP liberdade para contratar a agência que melhor lhe convier sem que, no entanto, isto signifique qualquer imprevisibilidade ou indefinição para o agente regulado ou para os beneficiários.

84. Outras agências de preços que por ventura surjam no mercado internacional também poderão ser utilizadas desde que atendam aos requisitos analisados pela ANP para a Platts e Argus Media por meio da Nota Técnica nº 083/CDC.

85. Entendemos ainda que, por se tratar de um anexo à resolução e que já foi submetido à consulta e audiência públicas, a revisão desse anexo não necessite novamente passar por este procedimento. Eventuais revisões se darão apenas para atualizá-lo às condições de mercado sem alterar qualquer direito dos agentes regulados ou dos beneficiários das participações governamentais.

86. Registre-se, por oportuno, que esta sistemática de revisão dos anexos já vem sendo utilizada desde 2000, para os Anexos II e III, da Portaria ANP nº 206/2000, sem qualquer contestação dos agentes regulados ou beneficiários.

Atualização das Correntes

87. No Capítulo V são regulamentadas as atualizações das especificações técnicas dos petróleos nacionais e as penalidades estabelecidas pelas falta de informações necessárias para a correta apuração pela ANP dos preços dos petróleos nacionais.

88. No art. 7º é estabelecido que as informações referentes às correntes de petróleo considerados para o cálculo do preço mínimo, com suas especificações técnicas, estão relacionadas no Anexo II da resolução.

89. No § 1º, do art. 7º, é mantida a revisão anual das correntes até o último dia útil de fevereiro de cada ano. No entanto, a sugestão da proposta de nova resolução é que os operadores atualizem junto à ANP apenas as informações referentes ao grau API, teor de enxofre, acidez e relação dos campos que compõem a corrente de petróleo com sua respectiva participação.

90. No § 2º, do art. 7º, como já ocorre na prática, está definido que sempre que for constatado que uma corrente de petróleo apresente variação superior a ± 1 grau API, a concessionária deverá atualizar junto à ANP, em no máximo 120 dias, a análise dos pontos de ebulição verdadeiros (curva PEV) da referida corrente. A ideia aqui é evitar tem que esperar uma revisão anual das correntes para atualizá-las. Assim, ao ser constatada a variação do API do petróleo a concessionária deve em curto período de tempo (no máximo 120 dias) atualizar as informações junto à ANP.

91. Para também evitar revisões de correntes de petróleo frequentes, e muitas vezes desnecessárias, foi estabelecido no § 3º, do art. 7º, que o intervalo mínimo entre revisões para uma mesma corrente será de 120 dias. Este intervalo só não será considerado se, eventualmente, a necessidade da revisão da referida corrente seja resultado de uma ação de fiscalização da ANP.

92. Para se evitar também que as revisões caiam no esquecimento e a concessionária nunca revise suas correntes, foi estabelecido no § 4º, do art. 7º, que toda corrente de petróleo deve ter sua análise dos pontos de ebulição verdadeiros (curva PEV) revisada pelo menos uma vez a cada quatro anos.

93. Mantendo-se o que já existia na Portaria ANP nº 206/2000, o § 5º, do art. 7º, determina que se as informações a que se referem os §§ 1º e 2º, do art. 7º, deverão ser revistas sempre que houver cessão de contrato ou alteração na composição dos membros de um consórcio.

94. No art. 8º, estão mantidas as penalidades pela falta de informações à ANP que a impossibilite de apurar corretamente os preços do petróleo nacional. Assim, caso as

informações referidas nos §§ 1º e 2º, do art. 7º, não sejam prestadas pelo operador, o preço mínimo do petróleo produzido será:

- a) o maior preço mínimo praticado no País, quando o campo produtor for o primeiro campo produtor de sua bacia;
- b) o maior preço mínimo praticado no País, quando o petróleo produzido pelo campo tiver grau API superior ao petróleo da corrente de maior grau API da bacia à qual pertence;
- c) o maior preço mínimo decorrente da aplicação do art. 5º, no caso de a produção ser operada por concessionário exclusivamente C ou D;
- d) o maior preço mínimo da bacia nas demais situações.

Não Apresentação de Preços de Vendas de Petróleos Exportados

95. Ainda relacionada à questão das penalidades pela falta de informações corretas à apuração do preço do petróleo nacional foi incluído na minuta da nova resolução do preço mínimo o art. 9º, cujo objetivo é incentivar as concessionárias a apresentar ***os preços de venda do petróleo nacional efetivamente praticados no mercado internacional***.

96. Assim, quando uma concessionária vender o seu petróleo produzido no Brasil para empresas de comercialização de petróleo que pertençam ao seu grupo econômico, mas não sejam residentes no Brasil, a concessionária deverá apresentar à ANP os documentos que comprovem os preços de venda efetivamente praticados pela empresa de comercialização não-residente no Brasil aos refinadores finais do petróleo ou outras empresas de comercialização que não sejam ligadas ao mesmo grupo econômico da concessionária. Assim, é importante a criação desse dispositivo de modo a coibir eventuais abusos.

97. Esse dispositivo tem por objetivo evitar que uma empresa venda seu petróleo para empresas de seu próprio grupo econômico e apresente a ANP a nota fiscal desta

venda, o que efetivamente não se trata de uma venda em condições normais de mercado como requerido no *caput* do art. 7º, do Decreto nº 2705/98.

98. Como se trata de uma venda entre duas empresas de um mesmo grupo econômico, existe uma tendência óbvia a manipulação de preços por parte da concessionária com o objetivo de se recolher menos participações governamentais.

99. Nesses casos a ANP adotará como preço mínimo, para o petróleo nacional vendido nessas condições, duas vezes o preço mínimo calculado na forma do art. 4º, da minuta de resolução. Isto será um claro incentivo para que as empresas apresentem os preços de venda efetivamente praticados no mercado internacional, o preço correto para fins de apuração das participações governamentais.

Informações na Internet

100. Considerando ainda que o petróleo é um bem da União podendo ser explorado por meio de contrato de concessão, partilha ou cessão onerosa, entende-se que as suas especificações técnicas devem ser públicas. Neste sentido, foi incluído na minuta de resolução o art. 10, o qual determina que as concessionárias devam manter disponível à sociedade em seu site na Internet todas as análises das características físico-químicas dos petróleos (*assays*) por ela produzidos.

101. Fato comum no mercado internacional, a publicação das *assays* dos petróleos nacionais nos sites das empresas aqui instaladas é algo raro. Em um momento em que devemos ser cada vez mais transparentes com a coisa pública e considerando que algumas concessionárias no Brasil de *motu proprio* não se dispõem a publicar essas informações, nada mais justo que a ANP o faça por meio dessa proposta de resolução.

102. Para as operadoras do tipo C e D, de modo a se evitar gastos demasiados para o cumprimento do estabelecido no art. 12, as mesmas poderão disponibilizar as análises das características físico-químicas de forma simplificada de seus petróleos contendo no mínimo as informações de grau API, teor de enxofre e número total de acidez.

Disposições finais

103. Finalmente, no Capítulo VI temos as disposições finais da minuta da nova resolução. O art. 11 mantém a rotina já estabelecida pela Portaria ANP nº 206/2000, a ANP publicar, mensalmente, por meio de resolução específica, o preço mínimo do petróleo nacional para cada campo, produzido no mês anterior, apurado segundo os critérios descritos na resolução proposta.

104. O art. 13 estabelece que a ANP publique uma resolução específica que tratará dos requisitos técnicos, operacionais e de segurança mínimos exigidos para a coleta, manipulação e armazenamento do petróleo para fins de elaboração das análises físico-químicas utilizadas no cálculo do preço mínimo do petróleo.

105. Como já afirmado, inicialmente pensado para ser um regulamento anexo a esta minuta de resolução, após algumas discussões se entendeu por bem elaborar outra resolução com foco específico nas ações de fiscalização das informações repassadas pelos concessionários à ANP para o cálculo dos preços do petróleo.

106. Essa resolução tratará da coleta das amostras para a elaboração da curva PEV, da forma de transporte desta amostra, dos pontos de coleta das amostras, entre outros aspectos. A intenção é que a mesma entre já na Agenda Regulatória da ANP, para os anos de 2016-2017.

107. O art. 13 revoga a Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 1998, e as demais disposições em contrário. Por último, o art. 14 estabelece a entrada em vigor da nova resolução.

V. Impactos da Resolução Proposta

108. Nesta seção, discutiremos os impactos da proposta de metodologia, de cálculo dos preços mínimos dos petróleos nacionais.

109. Em primeiro lugar, faremos uma breve análise do resultado da implementação das novas temperaturas de corte na obtenção das frações leves, médias e pesadas do petróleo nacional e no petróleo de referência internacional (Brent).

110. Posteriormente, apresentaremos as tabelas com os cálculos para se obter o preço mínimo do petróleo – as frações utilizadas, o valor bruto do petróleo, o diferencial de qualidade, os deságios referentes ao teor de enxofre e ao TAN, e finalmente o cálculo do preço mínimo propriamente dito. Essas tabelas incluem ainda os cálculos aplicáveis aos operadores do tipo C e D.

111. Analisaremos ainda os resultados obtidos apresentando uma representação gráfica dos novos preços mínimos apurados e comparando esses preços aos calculados por meio da Portaria ANP nº 206/2000. Além desses dois gráficos, um terceiro mostrará o impacto da proposta de preço mínimo em relação ao preço da Portaria ANP nº 206/2000.

Novos cortes nas temperaturas de 180° C e 350° C.

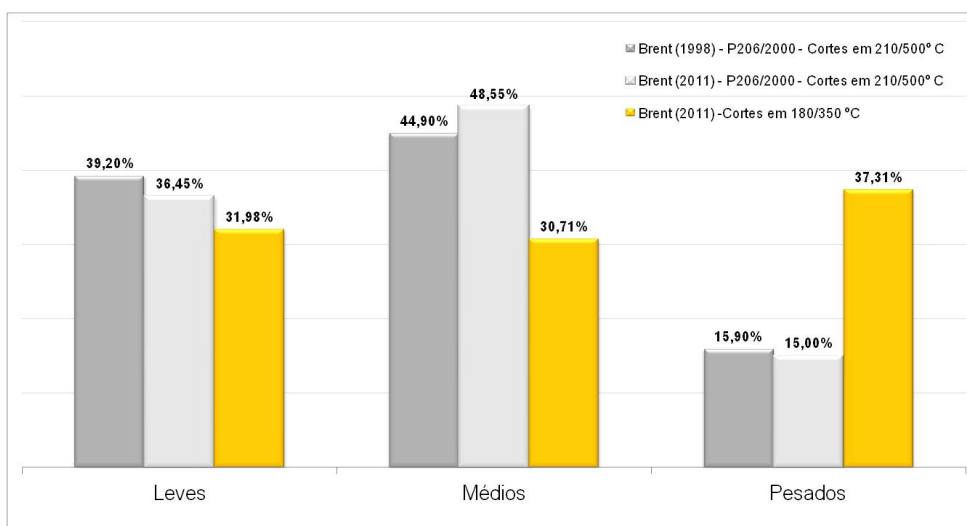
112. O principal ajuste feito na metodologia da Portaria ANP nº 206/2000 é a alteração nas temperaturas de corte das curvas PEV – para a obtenção das frações de derivados leves, médios e pesados. Como já dito, ao invés de três pontos de corte em função do API¹⁸, a nova metodologia passa a ter apenas cortes das curvas PEV nas temperaturas de 180° e 350° C, independente da densidade (API) do petróleo.

¹⁸ Se $API < 27^\circ$, cortes em 290-380° C; se $27^\circ \leq API < 36^\circ$, cortes em 270-450° C; e se $API \geq 36^\circ$, cortes em 210-500° C.

113. A Figura 1 apresenta as frações leves, médias e pesadas para o petróleo Brent em diferentes situações:

- a) cortes da Portaria ANP nº 206/2000, com as características do Brent, em 1998;
- b) cortes da Portaria ANP nº 206/2000, com a especificação do Brent, em 2011; e,
- c) cortes propostos na minuta de resolução, com o Brent de 2011.

Figura 1. Comparação entre as frações leves, médias e pesadas do petróleo Brent com os cortes definidos pela Portaria ANP nº 206/2000 e os cortes sugeridos para a resolução proposta.



114. As barras em cinza escuro mostram os percentuais de derivados do Brent obtidos a partir das temperaturas de corte da Portaria ANP nº 206/2000 (210° e 500° C) – considerando a curva PEV do Brent de 1998 (API 38,9°). As barras em cinza claro retratam as frações do Brent também com os cortes da Portaria ANP nº 206/2000, com a PEV do Brent de 2011 (API 37,5°). Finalmente, em amarelo, temos as frações obtidas a partir dessa última curva PEV (Brent API 37,5°) com as temperaturas de corte propostas para a nova resolução (180° e 350° C).

115. Como é possível observar na ilustração, a atualização da especificação do Brent (API 38,9° para 37,5°) leva a um aumento da fração de médios em 3,65% e reduções dos leves, em 2,75%, e dos pesados, em 0,9%.

116. Observa-se ainda que com os novos pontos de cortes, para o Brent API 37,5°, os percentuais de médios sofrem uma redução de 17,84%, a fração de leves também é reduzida em 4,47% e por consequência temos um aumento dos resíduos pesados em 22,31%.

117. Em resumo, a alteração das temperaturas de corte, quando aplicada ao Brent, faz com que as frações percentuais de leves, médios e pesados, tenha uma distribuição mais próxima à especificação técnica do Brent apresentada na Tabela 6.

118. Por exemplo, os resíduos pesados totalizam 37,31% se utilizando os cortes previstos na proposta de resolução. No quadro abaixo, temos que os derivados considerados pesados se encontram na temperatura superior a 369° C e somam 34,36%. Com a utilização dos cortes da portaria, na apuração do diferencial de qualidade, praticamente toda a fração de gasóleo de vácuo (369° - 550°) é considerada como de médios. Quando se altera a temperatura de corte essa parcela passa a ser considerada pesada.

Tabela 6. Características técnicas do petróleo Brent, assay de 2011.

Grau API	37,5	
Enxofre	0,404 % m/m	
Acidez	0,03 mgKOH/g	
Rendimentos brutos	% m/m	%vol.
Gás como C4 (corrigido)	2,39	3,57
Destilados leves a 149°C	19,18	22,04
Querosene 149 - 232°C	14,37	15,06
Gasóleo 232 - 369°C	25,46	24,96
Gasóleo de vácuo 369°C - 550°C	26,54	24,34
Resíduos acima de 550°C	12,06	10,02

119. Considerando que o Brent é o referencial de preços da metodologia, é importante que as temperaturas de corte aplicadas a esse petróleo, e aos petróleos nacionais, resultem na obtenção de produtos mais próxima possível da realidade, pois isto impactará diretamente nos preços dos petróleos nacionais.

120. Os preços do petróleo Brent, no mercado internacional, são variáveis exógenas à metodologia de cálculo proposta pela ANP. Ou seja, é um dado sobre a qual a ANP não tem qualquer ingerência.

121. Assim, como os petróleos nacionais são pesados, em sua maior parte, ao se tornar o Brent “mais pesado” - por meio da alteração das temperaturas de corte – esse referencial (o Brent) passa a estar mais próximo dos petróleos nacionais, resultando em uma redução no diferencial de qualidade entre o Brent e os petróleos nacionais elevando assim o preço mínimo desses petróleos.

122. Nas duas ilustrações abaixo fazemos uma comparação entre as frações leves, médias e pesadas, para o petróleo Brent e para 10 tipos de petróleos nacionais, com

pontos de cortes definidos na Portaria ANP nº 206/2000 e com novos cortes propostos na minuta de resolução.

Figura 2. Comparação entre as frações leves, médias e pesadas do petróleo Brent e dos petróleos nacionais com os pontos de cortes definidos pela Portaria ANP nº 206/2000.

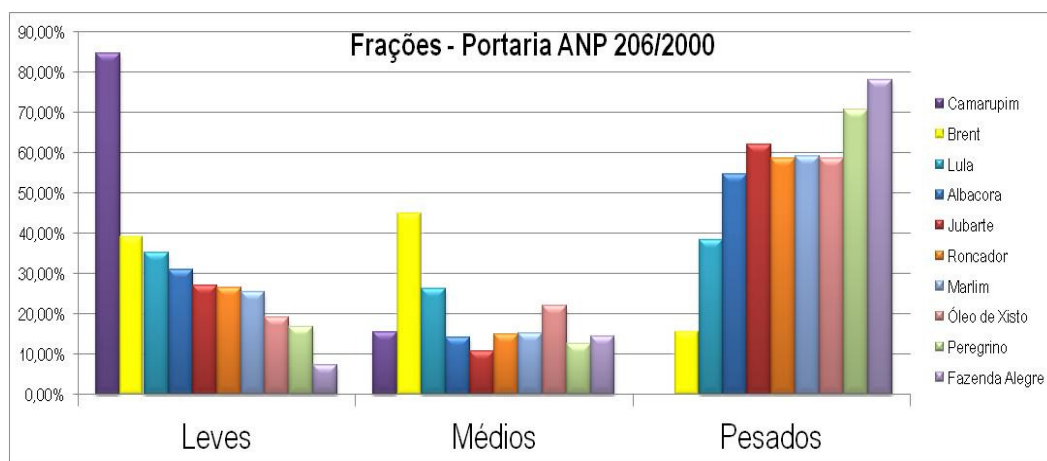
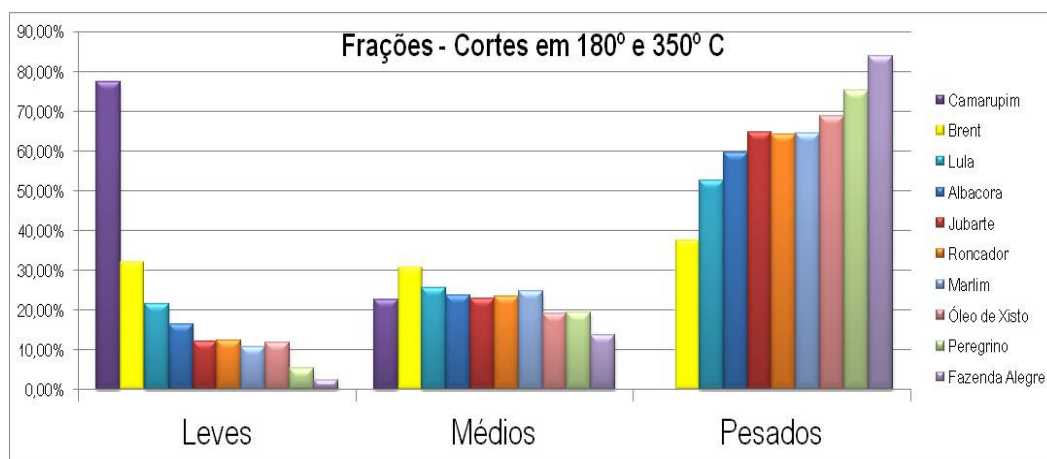


Figura 3. Comparação entre as frações leves, médias e pesadas do petróleo Brent e dos petróleos nacionais com os pontos de cortes sugeridos para a resolução proposta.



123. Ao se comparar as duas ilustrações é possível observar o seguinte comportamento das frações para as correntes nelas indicadas:

- a) a fração de leves do Brent sofre uma redução, assim como os leves dos demais petróleos nacionais;

b) a fração de médios do Brent também sofre uma redução, com cortes em 180/350° C, no entanto, os médios dos demais petróleos nacionais em sua maioria sobem, à exceção das correntes de Fazenda Alegre, Lula e do Óleo de Xisto que permanecem praticamente estáveis; e

c) o percentual de resíduos pesados para o Brent aumenta, assim como os percentuais de pesados dos demais petróleos nacionais¹⁹.

124. Como resultado temos um alinhamento dos percentuais de leves, médios e pesados, tanto para o Brent quanto para os petróleos nacionais. Esse alinhamento é o principal fator a impactar no aumento de preços obtidos a partir da nova metodologia.

125. Destaque-se também que as próprias temperaturas de corte, em si, apresentam um papel secundário no aumento de preços. Ao se variar as temperaturas de corte, simulações feitas pela ANP/SPG indicam diferenças irrelevantes no impacto dessas temperaturas no preço mínimo.

126. Considerando-se que tantos os derivados leves, quanto os médios apresentam preços com mesma ordem de grandeza, a temperatura de corte entre leves e médios acaba sendo de pouca relevância no resultado do diferencial de qualidade, uma vez que ao se variar essa temperatura, uma parte dos médios é precificada como leve e vice-versa.

127. O fator de maior impacto nos preços é a temperatura de corte entre médios e pesados. Nesse caso, a diferença de preços entre médios e pesados é relativamente maior que a entre leves e médios. Destaque-se que estamos tratando apenas do diferencial de qualidade.

¹⁹ Exceto a corrente Camarupim que é igual a zero nos dois casos.

Cálculo dos Preços Mínimos Conforme Minuta de Resolução

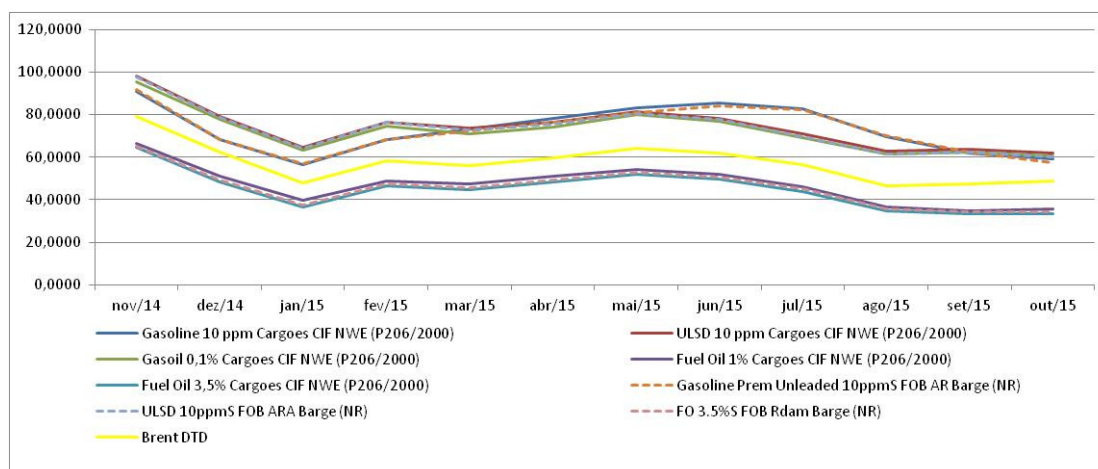
128. Para se realizar as análises que levaram a proposta de cálculo do preço mínimo que resultou na minuta apresentada no Anexo 1, foram utilizadas 65 correntes entre as mais significativas de um universo de 72 correntes existentes. Dessas 65 correntes, 10 são de operadores tipos C e D – para as quais os preços são calculados sem curva PEV. Todas as correntes analisadas apresentaram produção no mês de outubro/2015.

129. No anexo II, desta nota técnica, são apresentadas as tabelas que deram suporte a elaboração da proposta de metodologia a ser adotada na nova resolução para o preço mínimo do petróleo.

130. Na página 1, do Anexo II, são apresentadas as cotações dos derivados utilizados na Portaria ANP nº 206/2000, dos derivados sugeridos para a minuta de resolução, do *Brent Dated*, do dólar e do *Sulfur de-escalator* da Platts. Esses dados se referem ao período entre novembro/2014 e outubro/2015.

131. Na Figura 4, a seguir, é possível observar que todos os derivados apresentam variações de preços similares às variações do Brent. Além disto, constata-se que os derivados transportados por barcaças (*barges*) alternam suas cotações com os transportados por navios (*cargoes*), porém com uma leve tendência de alta para os transportados em barcaça, conforme já apurado na Nota Técnica nº 083/CDC.

132. Para o período em análise, as gasolinas em alguns meses têm cotações de preços maiores que as dos gasóleos. Em outros meses, a situação se inverte, com os gasóleos tendo preços mais elevados. De modo geral, observando-se o gráfico, é possível afirmar que quanto mais derivados leves e médios no petróleo maior deve ser o seu preço de mercado, enquanto que um maior percentual de resíduos pesados tende a reduzir o preço do petróleo, o que já era esperado.

Figura 4. Cotações do Brent e derivados no mercado internacional obtidos na Platts.

133. Nas páginas 2 e 3, do Anexo II, são apresentadas as características técnicas das principais correntes de petróleo nacional analisadas no estudo realizado pela ANP/SPG, quais sejam: grau API, teor de enxofre, número total de acidez e frações de leves, médios e pesados, nos termos da proposta de resolução.

134. Os dados dessas tabelas foram obtidos a partir das informações disponíveis na ANP/SPG e são os parâmetros utilizados regularmente para o cálculo mensal do preço mínimo do petróleo. Os percentuais das frações leves, médias e pesadas foram obtidos a partir das curvas PEV disponíveis na Superintendência, sendo as mesmas cortadas nas temperaturas de 180° C e 350° C, para a obtenção das três frações. Os percentuais de leves, médios e pesados, utilizados atualmente para o cálculo do preço mínimo nos termos da Portaria ANP nº 206/2000, estão disponíveis no site da ANP (www.anp.gov.br, em Participações Governamentais e de Terceiros/ Memória de cálculo do preço mínimo do petróleo).

135. Algumas informações referentes ao teor de enxofre e ao número total de acidez (TAN) de alguns petróleos nacionais não estavam disponíveis, por isso foram consideradas iguais à zero em nosso estudo. No entanto, quando da entrada em vigor da nova resolução, para que possam fazer jus aos deságios constantes na metodologia proposta, as concessionárias deverão atualizar essas informações junto à ANP.

136. As frações das 10 últimas correntes, mostradas nas tabelas, são de operadores dos tipos C e D e tiveram suas frações calculadas conforme estabelecido no art. 5º da minuta de resolução.

137. Nas tabelas às páginas 4 e 5, do Anexo II, estão apresentados os cálculos dos valores brutos dos petróleos nacionais (VB_P) e do Brent (VB_{Pref}), conforme o art. 4º, § 2º, da minuta de resolução. Nas tabelas, às páginas 6 e 7, são mostrados os resultados dos cálculos dos diferenciais de qualidade (D_Q) aplicados aos petróleos nacionais, nos termos do art. 4º, § 1º, em dólares por barril.

138. Às páginas 8 e 9, estão calculados os preços mínimos com base na minuta de resolução, em dólares por barril, conforme art. 4º, *caput*. Os preços mínimos efetivamente praticados no período, calculados de acordo com a Portaria ANP nº 206/2000, estão apresentados às páginas 10 e 11.

139. Na sequência, são mostrados os impactos da proposta de nova resolução nos preços mínimos às páginas 12 e 13. Esse impacto é calculado dividindo-se o novo preço mínimo, apurado conforme a minuta em anexo, pelo preço da Portaria ANP nº 206/2000, menos um. Desta forma, têm-se os percentuais de aumento para cada mês. Com esses valores mensais foi apurada a média de variação dos preços mínimos para o período de 12 meses.

140. Nas tabelas às páginas 14 e 15 são apresentados os cálculos dos deságios dados aos petróleos nacionais em função do teor de enxofre (S), utilizando-se para isto o estabelecido no art. 4º, § 3º, e o *Sulfur de-escalator* da Platts (D_s). Esse deságio é calculado em dólares por barril.

141. Da mesma forma, o deságio devido à elevada acidez dos petróleos nacionais (A) é calculado às páginas 16 e 17, conforme no art. 4º, § 4º. Como já dissemos, o D_{TAN} é definido pela ANP por meio de uma regressão matemática de preços de petróleos internacionais e fixado em 0,0227 mgKOH/g, por dólar de Brent.

142. Na página 18, são apresentadas as frações calculadas para a correntes dos operadores dos tipos C e D, conforme art. 5º. Finalmente, nas páginas 19 e 20, são apresentados os resultados ordenados em ordem decrescente do impacto médio percentual para 12 meses.

143. Nesta tabela é possível observar que o maior aumento de preço mínimo se dá para a corrente denominada Sergipano Terra, algo em torno de 14,63%. Destaque-se que essa corrente não sofre revisão de sua curva PEV a mais de 10 anos, o que nos faz acreditar que a apresentação de uma eventual revisão das informações dessa corrente deve atenuar o impacto desse aumento do preço mínimo.

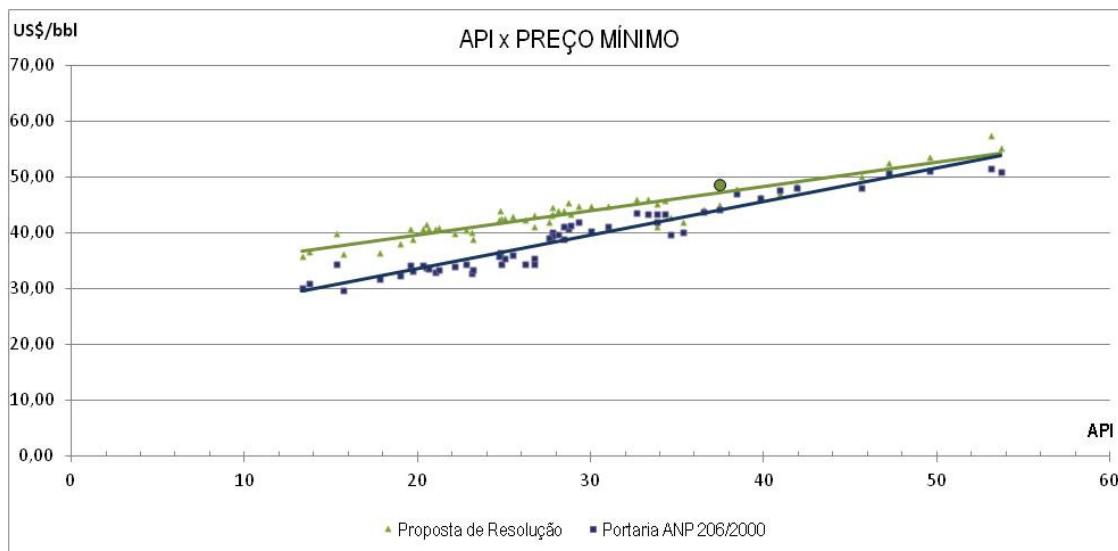
144. Já a corrente de Tigre terá a maior redução de preço entre os petróleos nacionais com curva PEV, principalmente pelo fato de que a nova metodologia aplica um deságio referente ao número total de acidez do petróleo, o que não era considerado pela Portaria ANP nº 206/2000.

145. No caso de Tigre, a informação disponível na ANP é de que o TAN dessa corrente é igual 4,8 mgKOH/g, um número extremamente elevado que leva a uma redução do preço mínimo da corrente (impacto médio em 12 meses) em torno de 9 %.

146. Na Figura 5 é possível observar uma curva, em verde, mostrando os preços mínimos calculados pela metodologia proposta. Além dessa linha, temos em azul uma curva que mostra a relação preço mínimo x API, com o preço mínimo calculado com nos termos da Portaria ANP nº 206/2000. Os valores se referem aos preços mínimos calculados para o mês de outubro/2015.

147. É possível observar que a metodologia proposta apresenta tendência a aumentar mais os preços do petróleo mais pesados e um pouco menos os mais leves. Em destaque, o círculo verde representa o preço do Brent no mercado internacional.

Figura 5. API x Preço Mínimo para a resolução proposta e Portaria ANP nº 206/2000.



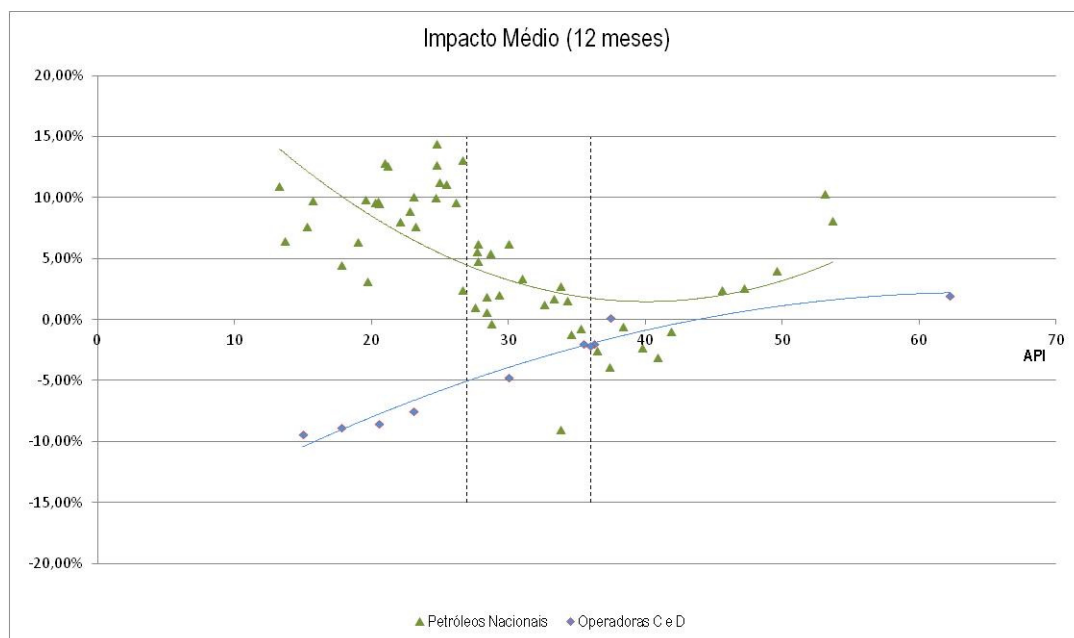
148. Na Figura 6, são apresentados os percentuais médios de variação dos preços comparando-se a metodologia proposta e a Portaria ANP nº 206/2000. Nela fica claro que à medida que o API do petróleo nacional se aproxima do API do Brent, a metodologia proposta apresenta impactos pouco significativos nos preços mínimos. Já quando o grau API dos petróleos nacionais se afasta do API do Brent (seja para mais ou para menos) os impactos são maiores.

149. O alinhamento das frações de leves, médios e pesados do Brent e dos petróleos nacionais e seu reflexo nos preços é claramente identificado nesse gráfico. As linhas verticais tracejadas, em preto, são os APIs de corte da Portaria ANP nº 206/2000 (APIs 27° e 36°). À esquerda da linha de API 27° se encontra a maioria dos petróleos nacionais. Esses petróleos são os mais pesados e assim sofrem o maior impacto com o alinhamento das frações.

150. Para os casos em que esses petróleos mais pesados possuem alto teor de enxofre, ou elevado TAN, o impacto nos preços é reduzido devido a implementação dos respectivos deságios. Como exemplo, temos o petróleo de Ostra que apresenta um API de 17,8°, teor de enxofre igual a 0,38% m/m e TAN igual a 3,1 mgKOH/g. Ao consideramos apenas os alinhamento das frações teríamos um impacto médio, em 12 meses, de algo em

torno de 14%. Ao aplicarmos o deságio devido ao número total de acidez esse percentual cai para 4,5%.

Figura 6. Impacto médio para 12 meses.



151. A Figura 6 mostra ainda que os petróleos na faixa de 27° e 36° sofrem um impacto menor nos preços devido à metodologia proposta. À medida que o grau API do petróleo nacional se aproxima da densidade do Brent, o impacto vai se reduzindo e em alguns casos chega a ser negativo. Ao se afastar novamente do API do Brent (API maiores), pode-se observar novamente que o impacto nos preços volta a crescer.

Impacto nos Preços Mínimos dos Operadores C e D

152. Uma alteração interessante ocorre com as concessionárias operadoras dos tipos C e D. Na Portaria ANP nº 206/2000, como já dissemos anteriormente, foi incluída uma fórmula para o cálculo do preço mínimo sem a necessidade das concessionárias dessa classe apresentar a curva PEV da corrente. Apenas com o API, a partir uma linha de regressão dos preços mínimos e API de todas as correntes, é obtido o preço mínimo da corrente.

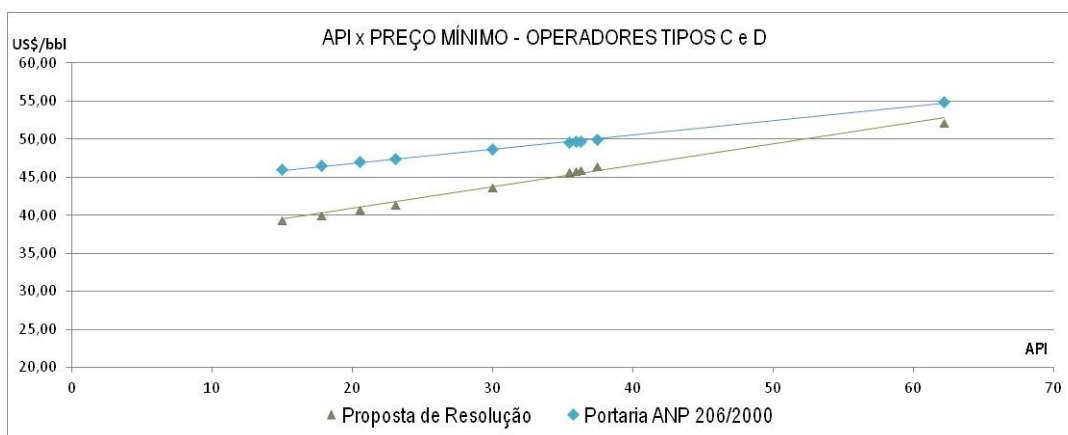
153. Ocorre que esta reta foi traçada com a relação de preços disponíveis à época (2010-2011). Com o passar do tempo, e a forte redução no preço do petróleo, as relações que geraram a reta foram alteradas, mas a fórmula não foi atualizada. Isso fez com que os preços mínimos não acompanhassem a redução de preços do petróleo na mesma proporção.

154. Para evitar esse problema, a metodologia proposta agora não traça mais uma curva de preços x API. Considerando-se que as relações API x frações de leves, API x médios e API x pesados são mais estáveis do que a relação preços x API, não sofrendo alterações consideráveis com o passar do tempo, optou-se agora por se traçar duas curvas: *i)* uma referente a fração de leves x API; e, *ii)* outra relativa a fração de pesados x API.

155. Assim, com um dado API, determinam-se as frações de leves e de pesados. A fração de médios sai como resultado do calculado nessas duas curvas, como 100% menos percentual de leves e de pesados. Isso fez com que os preços mínimos das correntes dos operadores C e D, embora alinhados à metodologia proposta, apresentassem uma redução de preços se comparada aos da Portaria ANP nº 206/2000, art. 3º-A.

156. Essa redução é apresentada na Figura 7. Em azul, têm-se os preços mínimos calculados nos termos da Portaria ANP nº 206/2000 e, em verde, os preços calculados a partir da minuta de resolução proposta. Os valores referem-se também ao mês de outubro de 2015. A curva em azul na Figura 6 mostra também essa redução nos preços dos operadores tipos C e D.

Figura 7. Impacto nos preços dos Operadores Tipos C e D.



VI. Conclusão

157. Após, quase um ano de estudos, análises, reuniões com concessionárias, beneficiários, agências de informação de preços, entre outros agentes econômicos e sociais, entendemos que a minuta de resolução está pronta para ser discutida com a sociedade brasileira. Em termos gerais, a minuta busca adequar a Portaria ANP nº 206/2000 às condições do mercado internacional de petróleo, mantendo-se ainda como referência o mercado noroeste europeu.

158. Começando com a implementação de uma nova forma de precificar petróleos com elevados teores de enxofre, incluindo um modelo de precificação de petróleos de elevada acidez, reduzindo a apenas uma faixa de corte para o cálculo do diferencial de qualidade, substituindo-se os derivados utilizados pelos de maior liquidez no mercado.

159. Mantendo-se o Brent como referência internacional de petróleo, abrindo possibilidade de ser utilizada mais de uma agência de informação de preços pela ANP, revisão da metodologia de cálculo de preços para os operadores C e D, entre outros aspectos, entendemos que a minuta de resolução apresenta uma resposta técnica e economicamente adequada às necessidades da indústria petrolífera nacional e à sociedade brasileira.

160. Alguns petróleos terão ajustes maiores nos seus preços, outros menores, e alguns podem vir a ter um desconto em seus preços. Acreditamos que isso está dentro do esperado. Entendemos que a minuta atende a demanda colocada na Agenda Regulatória da ANP para os anos de 2015 e 2016 e aos aspectos que se propôs a regulamentar apresentados logo no início desse documento.

161. Neste sentido, a consulta e a audiência pública permitirão o aprofundamento do debate sobre a proposta de metodologia apresentada, servindo para aperfeiçoá-la a

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

partir das contribuições a serem feitas pela indústria e pelos beneficiários das participações governamentais.

162. Ante todo o exposto, encaminhamos a presente nota técnica e minuta de resolução para manifestação jurídica da Procuradoria Federal junto à ANP e posterior deliberação da Diretoria Colegiada da ANP.

Carlos Alberto Xavier Sanches
Superintendente de Participações Governamentais

Nota Técnica n° 45/2015/SPG-ANP

COTAÇÕES (US\$/bbl)	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15
Gasoline 10 ppm Cargoes CIF NWE (P206/2000)	90,6017	68,1358	56,4168	68,3838	73,0628	77,9441	82,9452	85,5765	82,4703	69,3637	61,9720	59,1604
ULSD 10 ppm Cargoes CIF NWE (P206/2000)	98,2372	79,1315	64,5538	76,4175	73,5269	76,2918	81,3143	78,3374	70,7104	62,7345	63,6820	61,8983
Gasoil 0,1% Cargoes CIF NWE (P206/2000)	95,5563	77,7096	63,4319	74,4369	70,8505	74,1370	79,8275	77,0061	69,1747	61,2365	62,2913	60,3643
Fuel Oil 1% Cargoes CIF NWE (P206/2000)	66,3585	51,0040	39,7231	48,5833	47,5193	51,0891	54,0942	52,0155	45,8830	36,4321	34,5824	35,6694
Fuel Oil 3,5% Cargoes CIF NWE (P206/2000)	64,4486	48,2646	36,5894	46,6225	44,7790	48,3399	52,0907	49,8131	44,0092	34,5553	33,1710	33,1890
Gasoline Prem Unleaded 10ppmS FOB AR Barge (NR)	91,6732	68,1916	57,0414	68,0477	72,3453	76,1510	81,0877	84,0895	82,4025	70,1741	62,5259	57,5562
ULSD 10ppmS FOB ARA Barge (NR)	97,7681	78,6799	64,2410	76,2064	72,9070	75,3887	80,4148	77,5789	69,6789	61,6203	62,3858	60,1618
FO 3.5%S FOB Rdam Barge (NR)	65,1437	49,0495	37,4916	47,4154	45,7051	49,2500	52,9880	50,7194	44,9384	35,5217	34,1428	34,1607
Brent DTD	78,8937	62,5264	47,8588	58,1315	55,9238	59,7627	64,3178	61,6854	56,5358	46,6437	47,6077	48,5604
Dólar US\$	2,5477	2,6387	2,6336	2,8158	3,1388	3,0425	3,0610	3,1111	3,2225	3,5136	3,9058	3,8795
Sulfur De-escalator	0,2500	0,2000	0,2000	0,1500	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,1500

ESPECIFICAÇÃO TÉCNICAS DOS PETRÓLEOS - CORTES EM 180° E 350° C						
Corrente	°API	%S	TAN	Leves	Médios	Pesados
Brent	37,50	0,4040	0,0300	31,98%	30,71%	37,31%
Gavião Real	56,20	0,0928	0,0000	54,93%	45,07%	0,00%
Pescada	53,70	0,0119	0,0300	65,46%	26,05%	8,49%
Peroa	53,10	0,0122	0,0300	62,52%	37,48%	0,00%
Condensado de Merluza	49,60	0,0110	0,0300	52,74%	31,36%	15,90%
Condensado de Mexilhão	47,20	0,0060	0,0800	42,86%	36,54%	20,60%
Urucu	45,60	0,0500	0,0400	40,60%	28,50%	30,90%
Piranema	41,90	0,1700	0,1700	32,00%	29,95%	38,05%
Tartaruga	40,90	0,0300	0,3000	25,50%	30,69%	43,81%
Alagoano	39,80	0,0570	0,0300	22,42%	31,38%	46,20%
Sergipano Mar	38,40	0,1130	0,1800	26,48%	33,02%	40,50%
Uirapuru	37,40	0,0505	0,5600	18,10%	29,20%	52,70%
Baiano Mistura	36,50	0,0600	0,1100	16,46%	27,59%	55,95%
Fazenda Santo Estevao	35,30	0,0718	0,0000	12,82%	22,68%	64,50%
Lagoa do Paulo Norte	34,60	0,0850	0,0000	11,48%	26,90%	61,62%
Periquito	34,30	0,0400	0,1168	18,92%	32,18%	48,90%
Colibri	33,80	0,1600	0,1100	14,31%	33,79%	51,90%
Tigre	33,80	0,3300	4,8000	19,37%	33,83%	46,80%
Baúna	33,30	0,2400	0,3700	23,58%	28,12%	48,30%
Tambaú-Uruguá	32,60	0,1280	0,1700	13,40%	37,70%	48,90%
Lula	31,00	0,3240	0,2400	21,62%	25,72%	52,66%
Sapinhoá	30,01	0,3530	0,2300	19,53%	27,30%	53,17%
Baleia Azul	29,30	0,3200	0,0800	19,71%	27,49%	52,80%
Golfinho	28,80	0,1300	0,4500	9,88%	30,22%	59,90%
Salema	28,70	0,4530	0,0000	0,38%	46,67%	52,95%
Búzios	28,40	0,3080	0,1700	18,82%	24,81%	56,37%
Canario	28,40	0,0996	0,1000	9,30%	23,50%	67,20%
Bijupira	27,80	0,4359	0,1200	18,67%	27,67%	53,66%
Iara	27,80	0,3600	0,3000	17,42%	23,58%	59,00%
Entorno de Iara	27,70	0,3940	0,3000	17,76%	22,84%	59,40%
Cardeal	27,60	0,2604	0,0000	9,40%	25,30%	65,30%
Albacora	26,70	0,5000	0,1900	16,50%	23,85%	59,65%
RGN Mistura	26,70	0,4480	0,9500	12,67%	23,64%	63,69%
Tabuleiro	26,20	0,4001	0,0800	14,45%	22,75%	62,80%
Cabiunas Mistura	25,50	0,4700	0,6600	17,04%	25,44%	57,52%
Caratinga	25,00	0,5000	0,6200	14,36%	25,64%	60,00%
Sergipano Terra	24,80	0,4200	0,4300	12,97%	24,77%	62,26%
Barracuda	24,75	0,6070	0,3900	16,65%	26,69%	56,66%
Marlim Leste	24,70	0,5530	1,1100	16,34%	25,26%	58,40%
Jubarte	23,20	0,4380	2,7600	12,13%	23,02%	64,85%
Galo de Campina	23,10	0,0979	0,0000	4,80%	22,40%	72,80%
Roncador	22,80	0,5850	1,4700	12,28%	23,52%	64,20%
Cachalote	22,10	0,4800	1,8200	9,88%	24,62%	65,50%

ESPECIFICAÇÃO TÉCNICAS DOS PETRÓLEOS - CORTES EM 180° E 350° C						
Corrente	°API	%S	TAN	Leves	Médios	Pesados
Tubarão Martelo	21,20	0,9980	0,4500	8,00%	25,50%	66,50%
Espadarte	21,00	0,5000	1,0200	12,40%	22,00%	65,60%
Polvo	20,60	1,1730	0,6333	11,25%	22,55%	66,20%
Marlim Sul	20,50	0,6830	1,2100	11,62%	22,48%	65,90%
Marlim	20,30	0,7410	1,1200	10,84%	24,76%	64,40%
Espirito Santo	19,70	0,3530	2,1000	8,14%	23,66%	68,20%
Frade	19,60	0,7480	1,0500	7,95%	27,21%	64,84%
Albacora Leste	19,00	0,5990	2,5200	8,55%	21,65%	69,80%
Ostra	17,80	0,3800	3,1000	2,78%	23,89%	73,33%
Papa-Terra	15,70	0,7060	2,1400	6,61%	15,99%	77,40%
Óleo de Xisto	15,30	1,2000	0,0000	11,88%	19,19%	68,93%
Peregrino	13,70	1,8000	0,9400	5,30%	19,36%	75,34%
Fazenda Alegre	13,30	0,3350	1,2400	2,48%	13,69%	83,83%
Atlanta	13,20	0,3340	10,1000	12,07%	3,71%	84,22%
<i>Araçás Leste</i>	20,59			10,92%	19,52%	69,56%
<i>Bom Lugar</i>	36,30			29,55%	22,85%	47,60%
<i>Carapitanga</i>	36,00			29,01%	22,88%	48,11%
<i>Carcará</i>	30,00			19,71%	22,70%	57,59%
<i>Crejoá</i>	15,00			9,06%	15,95%	74,99%
<i>Foz do Vaza-Barris</i>	23,10			12,58%	20,71%	66,71%
<i>Gaivota</i>	17,80			9,68%	17,89%	72,43%
<i>Morro do Barro</i>	62,23			61,91%	17,70%	20,39%
<i>Riacho Velho</i>	35,50			28,13%	22,92%	48,96%
<i>Santana</i>	37,50			31,79%	22,70%	45,52%

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

VALOR BRUTO DO PETRÓLEO - VB _p (Art. 4º, §2º, da Minuta)													
CAMPOS	API	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15
Brent	37,50	83,65	64,27	51,96	62,86	62,58	65,88	70,40	69,64	64,52	54,62	51,89	49,63
Gavião Real	56,20	94,42	72,92	60,28	71,72	72,59	75,80	80,78	81,15	76,66	66,32	62,46	58,73
Pescada	53,70	91,01	69,30	57,26	68,42	70,23	73,67	78,53	79,56	75,91	65,00	60,08	56,25
Peroa	53,10	93,96	72,12	59,74	71,11	72,56	75,87	80,84	81,65	77,63	66,97	62,47	58,53
Condensado de Merluza	49,60	89,37	68,44	56,19	67,33	68,29	71,63	76,41	76,74	72,46	61,98	57,97	54,65
Condensado de Mexilhão	47,20	88,44	68,08	55,64	66,78	67,06	70,33	75,05	74,84	70,04	59,91	56,63	53,69
Urucu	45,60	85,21	65,27	53,05	64,00	64,27	67,62	72,21	71,92	67,20	57,03	53,72	51,07
Piranema	41,90	83,40	64,05	51,76	62,64	62,38	65,69	70,19	69,44	64,34	54,43	51,68	49,43
Tartaruga	40,90	81,92	63,02	50,69	61,51	60,85	64,13	68,57	67,47	62,08	52,37	50,05	48,11
Alagoano	39,80	81,33	62,64	50,27	61,08	60,21	63,48	67,89	66,63	61,10	51,48	49,37	47,57
Sergipano Mar	38,40	82,94	63,90	51,50	62,39	61,74	65,00	69,49	68,42	63,03	53,32	50,98	48,94
Uirapuru	37,40	79,47	61,17	48,84	59,56	58,47	61,75	66,08	64,60	58,94	49,41	47,53	45,99
Baiano Mistura	36,50	78,51	60,38	48,09	58,76	57,60	60,89	65,18	63,62	57,93	48,43	46,61	45,19
Fazenda Santo Estevao	35,30	75,94	58,22	46,06	56,59	55,29	58,63	62,81	61,09	55,35	45,88	44,19	43,06
Lagoa do Paulo Norte	34,60	76,97	59,22	46,93	57,53	56,08	59,37	63,59	61,78	55,89	46,52	45,00	43,84
Periquito	34,30	80,66	62,21	49,80	60,58	59,50	62,75	67,13	65,68	59,99	50,48	48,60	46,95
Colibri	33,80	79,96	61,80	49,33	60,10	58,71	61,93	66,28	64,57	58,66	49,30	47,75	46,29
Tigre	33,80	81,32	62,78	50,33	61,15	60,07	63,30	67,71	66,27	60,57	51,06	49,20	47,49
Baúna	33,30	80,57	61,90	49,62	60,38	59,64	62,94	67,33	66,14	60,73	51,03	48,78	46,99
Tambaú-Urugá	32,60	81,00	62,79	50,20	61,03	59,53	62,71	67,09	65,32	59,29	50,00	48,59	47,10
Lula	31,00	79,27	60,81	48,60	59,28	58,46	61,79	66,12	64,84	59,40	49,72	47,54	45,91
Sapinhoá	30,01	79,23	60,88	48,61	59,30	58,33	61,64	65,96	64,57	59,01	49,41	47,40	45,83
Baleia Azul	29,30	79,34	60,97	48,70	59,40	58,43	61,74	66,06	64,68	59,12	49,52	47,50	45,92
Golfinho	28,80	77,62	59,90	47,51	58,15	56,56	59,81	64,05	62,13	56,12	46,83	45,48	44,33
Salema	28,70	80,47	62,95	50,05	60,93	58,50	61,55	65,89	63,38	56,63	47,83	47,43	46,38
Búzios	28,40	78,23	60,00	47,81	58,44	57,47	60,80	65,08	63,66	58,13	48,52	46,49	45,01
Canario	28,40	75,28	57,79	45,60	56,10	54,58	57,89	62,05	60,13	54,24	44,88	43,42	42,45
Bijupira	27,80	79,12	60,82	48,54	59,23	58,21	61,50	65,82	64,38	58,78	49,21	47,26	45,72
Iara	27,80	77,46	59,37	47,20	57,80	56,76	60,10	64,35	62,86	57,30	47,71	45,75	44,37
Entorno de Iara	27,70	77,31	59,22	47,07	57,66	56,65	60,00	64,24	62,78	57,24	47,64	45,63	44,25
Cardeal	27,60	75,89	58,35	46,10	56,64	55,09	58,39	62,57	60,65	54,72	45,38	43,96	42,94
Albacora	26,70	77,30	59,27	47,10	57,69	56,59	59,92	64,17	62,63	57,02	47,46	45,56	44,22
RGN Mistura	26,70	76,22	58,48	46,29	56,84	55,51	58,84	63,03	61,30	55,53	46,08	44,42	43,27
Tabuleiro	26,20	76,40	58,56	46,40	56,95	55,74	59,08	63,29	61,65	55,98	46,47	44,67	43,46

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

VALOR BRUTO DO PETRÓLEO - VB _p (Art. 4º, §2º, da Minuta)													
CAMPOS	API	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15
Cabiunas Mistura	25,50	77,96	59,85	47,63	58,26	57,16	60,48	64,75	63,24	57,62	48,07	46,16	44,76
Caratinga	25,00	77,32	59,40	47,16	57,76	56,51	59,81	64,06	62,40	56,66	47,19	45,46	44,19
Sergipano Terra	24,80	76,67	58,87	46,65	57,22	55,90	59,21	63,43	61,70	55,93	46,48	44,82	43,64
Barracuda	24,75	78,27	60,14	47,89	58,53	57,40	60,70	64,99	63,44	57,78	48,26	46,41	45,00
Marlim Leste	24,70	77,72	59,66	47,44	58,06	56,93	60,25	64,51	62,96	57,31	47,78	45,91	44,55
Jubarte	23,20	75,87	58,19	46,02	56,55	55,20	58,53	62,71	60,95	55,18	45,73	44,09	42,98
Galo de Campina	23,10	73,72	56,61	44,42	54,85	53,08	56,40	60,48	58,34	52,28	43,03	41,83	41,11
Roncador	22,80	76,07	58,37	46,18	56,72	55,37	58,70	62,89	61,13	55,36	45,92	44,27	43,15
Cachalote	22,10	75,80	58,24	46,01	56,54	55,03	58,34	62,52	60,63	54,73	45,37	43,90	42,87
Tubarão Martelo	21,20	75,59	58,14	45,88	56,41	54,77	58,07	62,23	60,24	54,24	44,95	43,62	42,66
Espadarte	21,00	75,61	57,94	45,80	56,31	54,99	58,34	62,51	60,77	55,03	45,56	43,88	42,78
Polvo	20,60	75,49	57,88	45,72	56,23	54,84	58,17	62,33	60,53	54,73	45,31	43,70	42,66
Marlim Sul	20,50	75,56	57,93	45,78	56,29	54,92	58,25	62,42	60,64	54,85	45,42	43,79	42,72
Marlim	20,30	76,10	58,46	46,23	56,78	55,33	58,64	62,82	60,99	55,13	45,74	44,21	43,13
Espírito Santo	19,70	75,02	57,62	45,41	55,91	54,31	57,62	61,76	59,79	53,84	44,52	43,14	42,22
Frade	19,60	76,13	58,63	46,32	56,89	55,22	58,50	62,68	60,68	54,65	45,38	44,08	43,10
Albacora Leste	19,00	74,48	57,10	44,95	55,41	53,87	57,21	61,33	59,39	53,50	44,13	42,68	41,79
Ostra	17,80	73,68	56,66	44,43	54,87	52,94	56,24	60,32	58,06	51,89	42,72	41,68	41,02
Papa-Terra	15,70	72,11	55,05	43,06	53,38	51,82	55,21	59,23	57,22	51,37	41,99	40,53	39,86
Óleo de Xisto	15,30	74,56	57,01	44,95	55,39	54,09	57,46	61,59	59,84	54,14	44,65	42,93	41,93
Peregrino	13,70	72,87	55,80	43,71	54,08	52,38	55,74	59,79	57,69	51,71	42,41	41,11	40,43
Fazenda Alegre	13,30	70,27	53,58	41,64	51,87	50,09	53,50	57,44	55,23	49,26	39,96	38,71	38,30
Atlanta	13,20	69,56	52,46	40,84	50,97	49,93	53,47	57,40	55,74	50,38	40,67	38,62	37,95
Araçás Leste	20,59	74,41	56,92	44,85	55,29	53,92	57,29	61,41	59,61	53,86	44,40	42,76	41,79
Bom Lugar	36,30	80,44	61,48	49,38	60,09	59,79	63,17	67,56	66,72	61,66	51,73	48,98	47,02
Carapitanga	36,00	80,30	61,38	49,28	59,99	59,66	63,03	67,41	66,55	61,47	51,55	48,84	46,90
Carcará	30,00	77,78	59,55	47,42	58,02	57,13	60,49	64,75	63,39	57,94	48,28	46,15	44,67
Crejoá	15,00	72,75	55,51	43,53	53,88	52,46	55,86	59,91	58,03	52,28	42,82	41,22	40,43
Foz do Vaza-Barris	23,10	75,24	57,59	45,49	55,97	54,69	58,05	62,20	60,48	54,77	45,29	43,56	42,49
Gaivota	17,80	73,55	56,20	44,17	54,56	53,15	56,53	60,62	58,76	52,99	43,55	41,94	41,08
Morro do Barro	62,23	87,34	66,14	54,33	65,28	67,01	70,53	75,24	76,13	72,51	61,59	56,71	53,25
Riacho Velho	35,50	80,08	61,22	49,12	59,82	59,43	62,81	67,18	66,26	61,15	51,25	48,60	46,70
Santana	37,50	80,98	61,86	49,78	60,51	60,35	63,73	68,15	67,42	62,46	52,46	49,58	47,50

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

DIFERENCIAL DE QUALIDADE - D _q (Art. 4º, §1º, da Minuta)												
CAMPOS	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15
Brent												
Gavião Real	10,77	8,64	8,33	8,87	10,02	9,92	10,38	11,51	12,15	11,70	10,57	9,10
Pescada	7,36	5,03	5,30	5,57	7,65	7,79	8,13	9,92	11,39	10,39	8,19	6,62
Peroa	10,31	7,85	7,78	8,25	9,98	9,99	10,44	12,01	13,12	12,35	10,58	8,91
Condensado de Merluza	5,72	4,17	4,23	4,47	5,71	5,75	6,01	7,10	7,94	7,36	6,08	5,03
Condensado de Mexilhão	4,79	3,81	3,69	3,92	4,48	4,45	4,66	5,20	5,52	5,29	4,73	4,06
Urucu	1,57	1,00	1,09	1,14	1,70	1,74	1,82	2,28	2,68	2,41	1,82	1,44
Piranema	-0,24	-0,22	-0,20	-0,21	-0,20	-0,19	-0,20	-0,20	-0,18	-0,19	-0,21	-0,19
Tartaruga	-1,73	-1,25	-1,27	-1,34	-1,73	-1,75	-1,83	-2,17	-2,43	-2,25	-1,85	-1,52
Alagoano	-2,32	-1,63	-1,69	-1,78	-2,36	-2,40	-2,50	-3,01	-3,42	-3,14	-2,52	-2,06
Sergipano Mar	-0,71	-0,37	-0,46	-0,47	-0,84	-0,88	-0,91	-1,21	-1,49	-1,30	-0,91	-0,69
Uirapuru	-4,17	-3,10	-3,12	-3,30	-4,11	-4,13	-4,31	-5,04	-5,57	-5,20	-4,37	-3,64
Baiano Mistura	-5,13	-3,89	-3,87	-4,10	-4,98	-4,99	-5,22	-6,02	-6,59	-6,19	-5,29	-4,44
Fazenda Santo Estevao	-7,70	-6,05	-5,89	-6,27	-7,29	-7,25	-7,59	-8,55	-9,16	-8,74	-7,71	-6,57
Lagoa do Paulo Norte	-6,68	-5,05	-5,03	-5,33	-6,50	-6,51	-6,81	-7,86	-8,62	-8,10	-6,89	-5,79
Periquito	-2,99	-2,06	-2,16	-2,27	-3,08	-3,13	-3,27	-3,96	-4,53	-4,14	-3,29	-2,67
Colibri	-3,68	-2,47	-2,63	-2,76	-3,87	-3,95	-4,12	-5,07	-5,86	-5,32	-4,15	-3,33
Tigre	-2,33	-1,49	-1,63	-1,70	-2,51	-2,58	-2,69	-3,37	-3,95	-3,55	-2,70	-2,14
Baúna	-3,07	-2,38	-2,33	-2,48	-2,94	-2,94	-3,07	-3,50	-3,79	-3,59	-3,12	-2,64
Tambaú-Urugua	-2,65	-1,49	-1,76	-1,82	-3,05	-3,17	-3,30	-4,32	-5,23	-4,61	-3,30	-2,53
Lula	-4,38	-3,46	-3,36	-3,58	-4,12	-4,09	-4,28	-4,80	-5,12	-4,89	-4,35	-3,72
Sapinhoá	-4,42	-3,39	-3,35	-3,55	-4,24	-4,24	-4,43	-5,07	-5,51	-5,20	-4,50	-3,80
Baleia Azul	-4,31	-3,30	-3,26	-3,46	-4,15	-4,14	-4,33	-4,96	-5,40	-5,09	-4,39	-3,71
Golfinho	-6,02	-4,38	-4,45	-4,70	-6,02	-6,07	-6,34	-7,51	-8,40	-7,79	-6,41	-5,30
Salema	-3,18	-1,32	-1,91	-1,92	-4,08	-4,33	-4,50	-6,26	-7,89	-6,78	-4,46	-3,24
Búzios	-5,42	-4,27	-4,15	-4,41	-5,11	-5,08	-5,32	-5,98	-6,39	-6,10	-5,40	-4,61
Canario	-8,37	-6,48	-6,36	-6,76	-8,00	-7,99	-8,35	-9,50	-10,28	-9,74	-8,47	-7,18
Bijupira	-4,52	-3,45	-3,42	-3,62	-4,37	-4,38	-4,57	-5,26	-5,74	-5,41	-4,64	-3,90
Iara	-6,19	-4,90	-4,75	-5,06	-5,82	-5,78	-6,05	-6,78	-7,22	-6,91	-6,15	-5,26
Entorno de Iara	-6,34	-5,05	-4,89	-5,20	-5,93	-5,88	-6,15	-6,86	-7,27	-6,98	-6,26	-5,37
Cardeal	-7,76	-5,93	-5,86	-6,22	-7,49	-7,49	-7,83	-8,99	-9,80	-9,24	-7,94	-6,69
Albacora	-6,34	-5,00	-4,86	-5,17	-5,99	-5,96	-6,23	-7,01	-7,50	-7,15	-6,33	-5,41
RGN Mistura	-7,43	-5,79	-5,67	-6,02	-7,07	-7,04	-7,37	-8,34	-8,98	-8,54	-7,48	-6,36
Tabuleiro	-7,25	-5,71	-5,56	-5,91	-6,84	-6,80	-7,11	-7,99	-8,54	-8,15	-7,22	-6,17

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

DIFERENCIAL DE QUALIDADE - D _q (Art. 4º, §1º, da Minuta)												
CAMPOS	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15
Cabiunas Mistura	-5,68	-4,42	-4,33	-4,60	-5,41	-5,40	-5,64	-6,40	-6,90	-6,55	-5,73	-4,87
Caratinga	-6,33	-4,88	-4,80	-5,10	-6,07	-6,07	-6,34	-7,24	-7,86	-7,43	-6,43	-5,44
Sergipano Terra	-6,98	-5,40	-5,31	-5,63	-6,68	-6,67	-6,97	-7,94	-8,59	-8,14	-7,07	-5,99
Barracuda	-5,38	-4,13	-4,07	-4,32	-5,18	-5,18	-5,41	-6,20	-6,74	-6,36	-5,49	-4,63
Marlim Leste	-5,93	-4,61	-4,52	-4,80	-5,65	-5,63	-5,89	-6,68	-7,21	-6,84	-5,98	-5,08
Jubarte	-7,78	-6,08	-5,94	-6,31	-7,38	-7,35	-7,69	-8,69	-9,34	-8,89	-7,81	-6,64
Galo de Campina	-9,92	-7,67	-7,54	-8,00	-9,50	-9,48	-9,92	-11,30	-12,24	-11,59	-10,06	-8,52
Roncador	-7,57	-5,90	-5,77	-6,13	-7,20	-7,18	-7,51	-8,51	-9,16	-8,70	-7,62	-6,48
Cachalote	-7,85	-6,03	-5,95	-6,31	-7,54	-7,54	-7,88	-9,01	-9,79	-9,25	-7,99	-6,75
Tubarão Martelo	-8,06	-6,13	-6,08	-6,45	-7,81	-7,81	-8,17	-9,40	-10,27	-9,67	-8,28	-6,96
Espadarte	-8,04	-6,33	-6,16	-6,55	-7,59	-7,54	-7,89	-8,87	-9,49	-9,06	-8,02	-6,85
Polvo	-8,16	-6,39	-6,24	-6,63	-7,74	-7,71	-8,06	-9,11	-9,79	-9,31	-8,19	-6,97
Marlim Sul	-8,09	-6,34	-6,18	-6,57	-7,66	-7,63	-7,98	-9,00	-9,66	-9,20	-8,10	-6,90
Marlim	-7,55	-5,81	-5,72	-6,07	-7,25	-7,24	-7,57	-8,65	-9,39	-8,88	-7,68	-6,49
Espirito Santo	-8,62	-6,65	-6,55	-6,95	-8,27	-8,26	-8,63	-9,85	-10,68	-10,10	-8,76	-7,41
Frade	-7,52	-5,64	-5,63	-5,97	-7,35	-7,38	-7,71	-8,96	-9,87	-9,24	-7,81	-6,53
Albacora Leste	-9,17	-7,17	-7,00	-7,44	-8,71	-8,67	-9,07	-10,25	-11,02	-10,48	-9,21	-7,84
Ostra	-9,97	-7,61	-7,53	-7,99	-9,63	-9,64	-10,08	-11,58	-12,63	-11,90	-10,21	-8,60
Papa-Terra	-11,53	-9,22	-8,90	-9,47	-10,76	-10,67	-11,17	-12,42	-13,15	-12,63	-11,36	-9,76
Óleo de Xisto	-9,09	-7,26	-7,01	-7,46	-8,49	-8,42	-8,81	-9,80	-10,38	-9,97	-8,96	-7,70
Peregrino	-10,78	-8,47	-8,25	-8,77	-10,20	-10,14	-10,61	-11,95	-12,80	-12,21	-10,78	-9,19
Fazenda Alegre	-13,38	-10,69	-10,32	-10,99	-12,49	-12,38	-12,96	-14,41	-15,26	-14,66	-13,18	-11,33
Atlanta	-14,09	-11,81	-11,11	-11,88	-12,65	-12,41	-13,00	-13,90	-14,14	-13,95	-13,28	-11,68
Araçás Leste	-9,24	-7,35	-7,11	-7,57	-8,65	-8,59	-8,99	-10,03	-10,66	-10,22	-9,14	-7,84
Bom Lugar	-3,21	-2,79	-2,58	-2,76	-2,78	-2,71	-2,84	-2,92	-2,85	-2,89	-2,91	-2,61
Carapitanga	-3,34	-2,89	-2,68	-2,87	-2,92	-2,85	-2,98	-3,09	-3,05	-3,07	-3,05	-2,73
Carcará	-5,87	-4,72	-4,54	-4,84	-5,45	-5,39	-5,64	-6,25	-6,58	-6,34	-5,74	-4,95
Crejoá	-10,90	-8,76	-8,43	-8,98	-10,12	-10,02	-10,49	-11,61	-12,24	-11,79	-10,67	-9,20
Foz do Vaza-Barris	-8,41	-6,68	-6,47	-6,88	-7,89	-7,83	-8,19	-9,16	-9,74	-9,33	-8,33	-7,14
Gaivota	-10,10	-8,07	-7,79	-8,29	-9,43	-9,35	-9,78	-10,88	-11,52	-11,07	-9,95	-8,55
Morro do Barro	3,70	1,87	2,37	2,43	4,43	4,65	4,84	6,49	7,99	6,98	4,82	3,62
Riacho Velho	-3,56	-3,05	-2,84	-3,04	-3,15	-3,07	-3,22	-3,38	-3,37	-3,37	-3,29	-2,93
Santana	-2,66	-2,41	-2,18	-2,35	-2,23	-2,15	-2,25	-2,22	-2,05	-2,16	-2,32	-2,13

Nota Técnica n° 45/2015/SPG-ANP

PREÇO MÍNIMO PROPOSTA DE NOVA RESOLUÇÃO (US\$/bbl) (Art. 4º, caput, da Minuta)												
CAMPOS	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15
Brent	78,89	62,53	47,86	58,13	55,92	59,76	64,32	61,69	56,54	46,64	47,61	48,56
Gavião Real	89,66	71,17	56,18	67,00	65,94	69,69	74,70	73,20	68,68	58,34	58,17	57,66
Pescada	86,26	67,55	53,16	63,70	63,58	67,55	72,45	71,61	67,93	57,03	55,79	55,18
Peroa	89,20	70,38	55,64	66,38	65,90	69,75	74,76	73,70	69,65	58,99	58,19	57,47
Condensado de Merluza	84,61	66,69	52,09	62,60	61,63	65,52	70,33	68,79	64,47	54,01	53,68	53,59
Condensado de Mexilhão	83,68	66,34	51,55	62,05	60,41	64,21	68,97	66,88	62,05	51,94	52,34	52,62
Uruçu	80,46	63,52	48,95	59,27	57,62	61,50	66,13	63,97	59,22	49,05	49,43	50,00
Piranema	78,65	62,31	47,66	57,92	55,72	59,57	64,11	61,49	56,36	46,45	47,40	48,37
Tartaruga	77,17	61,28	46,59	56,79	54,19	58,01	62,49	59,52	54,10	44,39	45,76	47,04
Alagoano	76,58	60,89	46,17	56,35	53,56	57,37	61,82	58,68	53,12	43,51	45,08	46,50
Sergipano Mar	78,19	62,16	47,40	57,66	55,09	58,89	63,41	60,47	55,05	45,34	46,70	47,87
Uirapuru	73,77	58,67	44,17	54,13	51,14	54,92	59,23	55,91	50,28	40,88	42,67	44,34
Baiano Mistura	73,76	58,63	43,99	54,03	50,94	54,77	59,10	55,67	49,95	40,45	42,32	44,12
Fazenda Santo Estevao	71,19	56,48	41,97	51,87	48,64	52,51	56,73	53,13	47,37	37,91	39,90	41,99
Lagoa do Paulo Norte	72,21	57,47	42,83	52,80	49,43	53,25	57,51	53,82	47,91	38,55	40,71	42,77
Periquito	75,91	60,46	45,70	55,86	52,84	56,63	61,05	57,72	52,01	42,50	44,32	45,89
Colibri	75,21	60,06	45,23	55,37	52,05	55,81	60,20	56,62	50,68	41,32	43,46	45,23
Tigre	68,02	54,27	41,05	50,13	47,36	50,72	54,67	51,64	46,46	38,04	39,76	41,16
Baúna	75,82	60,15	45,52	55,65	52,98	56,83	61,25	58,19	52,75	43,06	44,49	45,92
Tambaú-Urugua	76,24	61,04	46,10	56,31	52,88	56,59	61,01	57,36	51,30	42,03	44,31	46,03
Lula	74,52	59,06	44,50	54,56	51,81	55,67	60,04	56,89	51,42	41,75	43,26	44,84
Sapinhoá	74,48	59,13	44,51	54,58	51,68	55,52	59,88	56,61	51,03	41,44	43,11	44,76
Baleia Azul	74,59	59,22	44,60	54,67	51,78	55,62	59,99	56,72	51,14	41,55	43,21	44,85
Golfinho	72,87	58,15	43,41	53,43	49,90	53,69	57,97	54,18	48,13	38,86	41,20	43,26
Salema	75,72	61,21	45,95	56,21	51,85	55,43	59,82	55,43	48,65	39,86	43,15	45,32
Búzios	73,48	58,26	43,71	53,72	50,81	54,68	59,00	55,71	50,15	40,54	42,21	43,95
Canario	70,52	56,05	41,50	51,38	47,92	51,78	55,97	52,18	46,26	36,90	39,13	41,38
Bijupira	74,37	59,08	44,44	54,51	51,55	55,39	59,74	56,43	50,80	41,24	42,97	44,66
Iara	72,70	57,63	43,10	53,07	50,10	53,98	58,27	54,91	49,32	39,74	41,46	43,30
Entorno de Iara	72,55	57,47	42,97	52,93	49,99	53,88	58,16	54,83	49,26	39,66	41,35	43,19
Cardeal	71,14	56,60	42,00	51,92	48,44	52,27	56,49	52,70	46,74	37,41	39,67	41,87
Albacora	72,55	57,53	43,00	52,96	49,93	53,81	58,09	54,68	49,04	39,49	41,28	43,16
RGN Mistura	69,82	55,43	41,19	50,90	47,69	51,47	55,61	52,05	46,37	37,13	39,14	41,19
Tabuleiro	71,65	56,81	42,30	52,22	49,09	52,97	57,21	53,70	48,00	38,49	40,38	42,39

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

PREÇO MÍNIMO PROPOSTA DE NOVA RESOLUÇÃO (US\$/bbl) (Art. 4º, caput, da Minuta)												
CAMPOS	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15
Cabiunas Mistura	72,08	57,21	42,84	52,70	49,71	53,51	57,75	54,40	48,83	39,42	41,20	43,00
Caratinga	71,51	56,81	42,42	52,26	49,10	52,90	57,11	53,62	47,92	38,59	40,54	42,47
Sergipano Terra	71,91	57,13	42,55	52,50	49,24	53,10	57,35	53,75	47,94	38,51	40,53	42,57
Barracuda	73,50	58,39	43,77	53,80	50,73	54,57	58,89	55,48	49,78	40,27	42,11	43,92
Marlim Leste	71,03	56,38	42,17	51,91	48,90	52,67	56,85	53,49	47,94	38,66	40,46	42,29
Jubarte	66,23	52,57	38,96	48,22	45,08	48,71	52,65	49,17	43,69	34,87	36,85	38,91
Galo de Campina	68,97	54,86	40,32	50,13	46,42	50,28	54,40	50,38	44,30	35,06	37,55	40,04
Roncador	68,74	54,58	40,52	50,10	46,89	50,63	54,71	51,16	45,53	36,42	38,43	40,49
Cachalote	67,84	53,95	39,96	49,46	46,11	49,80	53,82	50,17	44,45	35,50	37,68	39,83
Tubarão Martelo	69,84	55,60	40,98	51,09	47,32	51,15	55,35	51,49	45,47	36,18	38,53	41,00
Espadarte	69,08	54,79	40,63	50,28	47,08	50,88	54,98	51,43	45,77	36,54	38,52	40,62
Polvo	68,22	54,14	39,82	49,85	46,27	50,09	54,23	50,59	44,83	35,55	37,62	40,06
Marlim Sul	68,49	54,35	40,23	49,88	46,60	50,37	54,45	50,86	45,19	36,03	38,06	40,23
Marlim	69,04	54,89	40,67	50,41	47,01	50,76	54,87	51,22	45,46	36,33	38,47	40,65
Espirito Santo	66,56	52,94	39,06	48,45	45,03	48,70	52,66	48,94	43,20	34,35	36,61	38,87
Frade	69,18	55,15	40,82	50,60	46,98	50,70	54,82	51,00	45,06	36,03	38,40	40,68
Albacora Leste	65,26	51,82	38,15	47,40	44,06	47,71	51,61	47,95	42,32	33,52	35,71	37,98
Ostra	63,42	50,56	36,99	46,09	42,39	45,96	49,76	45,81	39,97	31,49	34,08	36,57
Papa-Terra	63,32	50,10	36,46	45,72	42,27	46,02	49,86	46,10	40,47	31,56	33,76	36,31
Óleo de Xisto	68,30	54,06	39,65	49,77	46,23	50,14	54,31	50,68	44,95	35,47	37,45	39,96
Peregrino	63,48	50,36	36,22	46,36	42,17	45,98	49,98	46,06	40,16	31,07	33,45	36,56
Fazenda Alegre	63,35	50,12	36,23	45,55	41,90	45,74	49,60	45,58	39,72	30,70	33,12	35,90
Atlanta	46,77	36,42	25,80	32,96	30,49	33,69	36,62	33,69	29,47	22,04	23,45	25,78
Araçás Leste	69,66	55,18	40,75	50,56	47,27	51,17	55,33	51,65	45,88	36,43	38,47	40,72
Bom Lugar	75,69	59,73	45,28	55,37	53,14	57,05	61,48	58,76	53,68	43,75	44,70	45,95
Carapitanga	75,55	59,64	45,18	55,26	53,00	56,92	61,34	58,59	53,49	43,57	44,55	45,83
Carcará	73,03	57,80	43,32	53,29	50,48	54,37	58,67	55,44	49,96	40,30	41,86	43,61
Crejoá	68,00	53,77	39,43	49,15	45,80	49,74	53,83	50,07	44,30	34,85	36,93	39,36
Foz do Vaza-Barris	70,48	55,85	41,39	51,25	48,03	51,93	56,12	52,52	46,79	37,31	39,28	41,42
Gaivota	68,80	54,46	40,07	49,84	46,50	50,41	54,54	50,80	45,01	35,57	37,66	40,01
Morro do Barro	82,59	64,40	50,23	60,56	60,36	64,41	69,16	68,18	64,53	53,62	52,43	52,18
Riacho Velho	75,33	59,48	45,02	55,09	52,78	56,69	61,10	58,31	53,16	43,27	44,31	45,63
Santana	76,23	60,12	45,68	55,79	53,69	57,62	62,07	59,47	54,48	44,49	45,29	46,43

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

PREÇO MÍNIMO PORTARIA 206/2000 (US\$/bbl)												
CAMPOS	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15
Brent												
Gavião Real	81,41	63,33	49,09	59,88	59,90	64,32	69,19	68,29	64,41	53,04	51,66	51,82
Pescada	80,95	63,56	49,06	59,68	58,65	62,79	67,55	65,85	61,36	52,41	50,93	51,15
Peroa	80,98	62,70	48,63	59,42	59,88	64,42	69,28	68,70	65,08	53,42	51,57	51,66
Condensado de Merluza	81,59	64,03	49,51	60,20	59,31	63,48	68,30	66,71	62,29	51,54	51,15	51,51
Condensado de Mexilhão	81,72	64,53	49,81	60,44	58,89	62,88	67,66	65,57	60,76	50,45	50,79	51,29
Urucu	78,90	62,25	47,72	58,05	56,31	60,27	64,86	62,58	57,71	47,50	47,96	48,80
Piranema	79,41	63,04	48,29	58,60	56,27	60,07	64,65	61,93	56,70	46,89	48,01	48,94
Tartaruga	79,47	63,41	48,50	58,75	55,89	59,54	64,09	60,97	55,43	45,98	47,67	48,72
Alagoano	79,29	62,95	48,21	58,50	54,52	58,17	62,61	59,40	53,83	44,43	46,17	47,40
Sergipano Mar	78,75	62,71	47,91	58,11	55,39	59,09	63,60	60,58	55,13	45,58	47,09	48,18
Uirapuru	78,07	62,21	47,43	57,54	52,75	56,34	60,64	57,19	51,47	42,25	44,26	45,74
Baiano Mistura	75,78	60,59	45,85	55,68	52,29	55,85	60,12	56,55	50,75	41,62	43,77	45,33
Fazenda Santo Estevao	71,58	56,73	42,50	51,96	49,08	52,81	56,83	53,58	48,13	38,63	40,13	42,00
Lagoa do Paulo Norte	75,08	60,19	45,41	55,13	51,39	54,87	56,38	53,16	47,75	38,21	39,64	41,56
Periquito	74,45	58,76	44,48	54,30	52,09	55,97	60,23	57,53	52,44	42,51	43,36	44,78
Colibri	73,37	58,16	43,82	53,47	50,74	54,49	58,64	55,53	50,14	40,56	41,95	43,60
Tigre	74,52	58,84	44,54	54,37	52,12	56,00	60,26	57,53	52,42	42,52	43,40	44,82
Baúna	74,34	58,53	44,33	54,17	52,18	56,12	60,39	57,86	52,90	42,82	43,43	44,80
Tambaú-Urugua	74,75	59,08	44,74	54,58	52,25	56,10	60,37	57,58	52,42	42,58	43,56	44,97
Lula	72,33	56,97	42,87	52,47	50,25	54,15	58,27	55,53	50,46	40,51	41,16	42,80
Sapinhoá	70,60	55,34	41,17	50,97	48,20	52,24	56,81	54,29	49,31	39,36	40,34	41,54
Baleia Azul	73,02	57,55	43,39	53,07	50,85	54,74	58,91	56,17	51,10	41,17	41,99	43,56
Golfinho	72,89	57,91	43,53	53,11	50,09	53,78	57,88	54,54	49,00	39,60	41,28	43,05
Salema	71,19	55,84	41,65	51,48	48,76	52,81	57,42	54,65	49,64	39,72	40,74	41,90
Búzios	72,20	56,96	42,82	52,40	49,99	53,84	57,94	55,05	49,88	40,07	41,07	42,76
Canario	69,79	55,37	41,22	50,46	47,90	51,58	55,51	52,08	46,53	37,16	38,86	40,90
Bijupira	70,63	55,38	41,21	51,00	48,19	52,22	56,80	53,96	48,92	39,04	40,14	41,36
Iara	69,94	54,85	40,68	50,42	47,46	51,46	56,00	53,05	47,94	38,15	39,39	40,68
Entorno de Iara	69,37	54,30	40,18	49,90	47,00	51,00	55,51	52,58	47,52	37,69	38,87	40,19
Cardeal	70,46	55,90	41,71	51,03	48,10	51,79	55,74	52,34	46,80	37,41	39,08	41,10
Albacora	65,72	50,81	37,01	46,63	43,98	48,03	52,31	49,48	44,68	34,65	35,48	37,03
RGN Mistura	71,21	56,18	42,10	51,56	49,08	52,92	56,94	53,98	43,05	33,23	34,43	36,09
Tabuleiro	71,44	56,43	42,30	51,77	42,85	46,86	51,08	48,09	43,24	33,30	34,30	35,96

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

PREÇO MÍNIMO PORTARIA 206/2000 (US\$/bbl)												
CAMPOS	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15
Cabiunas Mistura	66,27	51,24	37,44	47,10	44,56	48,63	52,93	50,19	45,44	35,34	36,07	37,57
Caratinga	65,71	50,83	37,02	46,63	43,94	47,98	52,26	49,40	44,58	34,57	35,45	37,00
Sergipano Terra	64,68	50,02	36,23	45,77	42,86	46,85	51,08	48,05	43,15	33,26	34,33	35,99
Barracuda	66,54	51,45	37,65	47,32	44,86	48,95	53,26	50,58	45,86	35,72	36,38	37,84
Marlim Leste	66,00	51,02	37,22	46,86	44,30	48,36	52,65	49,88	45,12	35,04	35,80	37,31
Jubarte	62,57	48,35	34,59	43,99	41,98	45,99	50,15	47,14	42,32	32,37	33,35	35,08
Galo de Campina	63,89	50,21	36,65	45,33	42,45	46,25	49,76	46,39	41,05	31,49	32,79	35,46
Roncador	64,73	50,09	36,28	45,82	42,87	46,85	51,09	48,03	43,11	33,24	34,36	36,02
Cachalote	64,39	49,86	36,04	45,55	42,47	46,43	50,65	47,50	42,51	32,72	33,96	35,67
Tubarão Martelo	63,69	49,22	35,45	44,93	41,86	45,82	50,00	46,84	41,89	32,08	33,29	35,05
Espadarte	63,30	48,80	35,08	44,56	41,59	45,58	49,72	46,63	41,75	31,87	32,97	34,74
Polvo	64,00	49,47	35,69	45,19	42,07	46,04	50,23	47,09	42,13	32,32	33,53	35,26
Marlim Sul	64,18	49,65	35,86	45,36	42,31	46,28	50,48	47,35	42,39	32,58	33,78	35,50
Marlim	64,58	50,01	36,19	45,71	42,68	46,65	50,88	47,77	42,81	32,99	34,18	35,86
Espirito Santo	66,47	52,02	38,41	47,43	45,18	49,13	52,85	49,99	41,40	31,69	33,07	34,86
Frade	64,15	49,73	35,89	45,37	42,67	46,62	50,86	47,68	42,67	32,91	34,19	35,89
Albacora Leste	63,70	49,30	35,50	44,96	41,01	44,94	49,07	45,79	40,77	31,06	32,42	34,25
Ostra	62,50	48,51	34,65	44,00	40,33	44,17	48,30	44,72	39,47	30,02	31,82	33,75
Papa-Terra	60,20	46,32	32,66	41,94	38,41	42,27	46,26	42,72	37,63	28,06	29,67	31,74
Óleo de Xisto	65,08	50,78	36,78	46,25	42,70	46,57	50,85	47,40	42,14	32,64	34,37	36,10
Peregrino	61,45	47,46	33,72	43,04	39,50	43,36	47,42	43,90	38,76	29,22	30,87	32,85
Fazenda Alegre	58,73	45,33	31,62	40,76	36,66	40,41	44,34	40,40	37,31	28,14	30,02	33,09
Atlanta												
Araçás Leste	75,12	59,57	41,03	54,69	55,15	51,38	57,71	55,81	51,95	44,76	47,01	42,89
Bom Lugar	74,31	58,78	44,69	58,36	58,58	54,45	60,88	58,97	55,05	47,75	49,76	45,36
Carapitanga	73,99	58,47	44,69	58,36	58,58	54,45	60,88	58,97	55,05	47,75	49,76	45,36
Carcará	72,74	57,26	43,27	56,93	57,24	53,26	59,64	57,74	53,84	46,59	48,69	44,39
Crejoá	73,89	58,38	39,71	53,36	53,91	50,27	56,55	54,67	50,82	43,67	46,02	41,99
Foz do Vaza-Barris	73,58	58,08	41,63	55,29	55,71	51,88	58,22	56,33	52,45	45,24	47,46	43,29
Gaivota	73,67	58,17	40,37	54,03	54,53	50,82	57,13	55,24	51,39	44,21	46,52	42,44
Morro do Barro	74,60	59,07	51,63	65,31	65,08	60,29	66,89	64,95	60,93	53,43	54,97	50,04
Riacho Velho	72,47	57,00	44,57	58,24	58,47	54,35	60,77	58,86	54,95	47,65	49,67	45,28
Santana	68,80	53,47	45,05	58,71	58,91	54,75	61,19	59,27	55,35	48,04	50,03	45,60

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

CAMPOS	IMPACTO % MÉDIO MENSAL												MÉDIA 12 MESES
	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15	
Brent													
Gavião Real	10,1%	12,4%	14,4%	11,9%	10,1%	8,3%	8,0%	7,2%	6,6%	10,0%	12,6%	11,3%	10,2%
Pescada	6,6%	6,3%	8,4%	6,7%	8,4%	7,6%	7,2%	8,7%	10,7%	8,8%	9,5%	7,9%	8,1%
Peroa	10,2%	12,2%	14,4%	11,7%	10,1%	8,3%	7,9%	7,3%	7,0%	10,4%	12,8%	11,2%	10,3%
Condensado de Merluza	3,7%	4,2%	5,2%	4,0%	3,9%	3,2%	3,0%	3,1%	3,5%	4,8%	4,9%	4,0%	4,0%
Condensado de Mexilhão	2,4%	2,8%	3,5%	2,7%	2,6%	2,1%	1,9%	2,0%	2,1%	2,9%	3,1%	2,6%	2,6%
Urucu	2,0%	2,0%	2,6%	2,1%	2,3%	2,0%	2,0%	2,2%	2,6%	3,3%	3,1%	2,5%	2,4%
Piranema	-1,0%	-1,2%	-1,3%	-1,2%	-1,0%	-0,8%	-0,8%	-0,7%	-0,6%	-0,9%	-1,3%	-1,2%	-1,0%
Tartaruga	-2,9%	-3,4%	-3,9%	-3,3%	-3,0%	-2,6%	-2,5%	-2,4%	-2,4%	-3,5%	-4,0%	-3,5%	-3,1%
Alagoano	-3,4%	-3,3%	-4,2%	-3,7%	-1,8%	-1,4%	-1,3%	-1,2%	-1,3%	-2,1%	-2,4%	-1,9%	-2,3%
Sergipano Mar	-0,7%	-0,9%	-1,1%	-0,8%	-0,5%	-0,3%	-0,3%	-0,2%	-0,1%	-0,5%	-0,8%	-0,6%	-0,6%
Uirapuru	-5,5%	-5,7%	-6,9%	-5,9%	-3,0%	-2,5%	-2,3%	-2,2%	-2,3%	-3,2%	-3,6%	-3,1%	-3,9%
Baiano Mistura	-2,7%	-3,2%	-4,1%	-3,0%	-2,6%	-1,9%	-1,7%	-1,6%	-1,6%	-2,8%	-3,3%	-2,7%	-2,6%
Fazenda Santo Estevao	-0,5%	-0,4%	-1,3%	-0,2%	-0,9%	-0,6%	-0,2%	-0,8%	-1,6%	-1,9%	-0,6%	0,0%	-0,7%
Lagoa do Paulo Norte	-3,8%	-4,5%	-5,7%	-4,2%	-3,8%	-2,9%	2,0%	1,2%	0,3%	0,9%	2,7%	2,9%	-1,2%
Periquito	2,0%	2,9%	2,7%	2,9%	1,4%	1,2%	1,4%	0,3%	-0,8%	0,0%	2,2%	2,5%	1,6%
Colibri	2,5%	3,3%	3,2%	3,6%	2,6%	2,4%	2,7%	2,0%	1,1%	1,9%	3,6%	3,7%	2,7%
Tigre	-8,7%	-7,8%	-7,8%	-7,8%	-9,1%	-9,4%	-9,3%	-10,2%	-11,4%	-10,5%	-8,4%	-8,2%	-9,1%
Baúna	2,0%	2,8%	2,7%	2,7%	1,5%	1,2%	1,4%	0,6%	-0,3%	0,5%	2,5%	2,5%	1,7%
Tambaú-Uruguá	2,0%	3,3%	3,0%	3,2%	1,2%	0,9%	1,1%	-0,4%	-2,1%	-1,3%	1,7%	2,4%	1,2%
Lula	3,0%	3,7%	3,8%	4,0%	3,1%	2,8%	3,0%	2,5%	1,9%	3,1%	5,1%	4,8%	3,4%
Sapinhoá	5,5%	6,9%	8,1%	7,1%	7,2%	6,3%	5,4%	4,3%	3,5%	5,3%	6,9%	7,8%	6,2%
Baleia Azul	2,1%	2,9%	2,8%	3,0%	1,8%	1,6%	1,8%	1,0%	0,1%	0,9%	2,9%	3,0%	2,0%
Golfinho	0,0%	0,4%	-0,3%	0,6%	-0,4%	-0,2%	0,2%	-0,7%	-1,8%	-1,9%	-0,2%	0,5%	-0,3%
Salema	6,4%	9,6%	10,3%	9,2%	6,3%	5,0%	4,2%	1,4%	-2,0%	0,4%	5,9%	8,1%	5,4%
Búzios	1,8%	2,3%	2,1%	2,5%	1,6%	1,6%	1,8%	1,2%	0,5%	1,2%	2,8%	2,8%	1,8%
Canario	1,1%	1,2%	0,7%	1,8%	0,0%	0,4%	0,8%	0,2%	-0,6%	-0,7%	0,7%	1,2%	0,6%
Bijupira	5,3%	6,7%	7,9%	6,9%	7,0%	6,1%	5,2%	4,6%	3,8%	5,6%	7,1%	8,0%	6,2%
Iara	4,0%	5,1%	6,0%	5,3%	5,6%	4,9%	4,1%	3,5%	2,9%	4,2%	5,3%	6,4%	4,7%
Entorno de Iara	4,6%	5,9%	7,0%	6,1%	6,4%	5,6%	4,8%	4,3%	3,7%	5,2%	6,4%	7,5%	5,6%
Cardeal	1,0%	1,3%	0,7%	1,7%	0,7%	0,9%	1,3%	0,7%	-0,1%	0,0%	1,5%	1,9%	1,0%
Albacora	10,4%	13,2%	16,2%	13,6%	13,5%	12,0%	11,0%	10,5%	9,7%	14,0%	16,3%	16,6%	13,1%
RGN Mistura	-2,0%	-1,3%	-2,1%	-1,3%	-2,8%	-2,7%	-2,3%	-3,6%	7,7%	11,7%	13,7%	14,1%	2,4%
Tabuleiro	0,3%	0,7%	0,0%	0,9%	14,6%	13,0%	12,0%	11,6%	11,0%	15,6%	17,7%	17,9%	9,6%

Nota Técnica n° 45/2015/SPG-ANP

IMPACTO % MÉDIO MENSAL													
CAMPOS	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15	MÉDIA 12 MESES
Cabiunas Mistura	8,8%	11,6%	14,4%	11,9%	11,6%	10,0%	9,1%	8,4%	7,4%	11,6%	14,2%	14,5%	11,1%
Caratinga	8,8%	11,8%	14,6%	12,1%	11,7%	10,3%	9,3%	8,5%	7,5%	11,6%	14,4%	14,8%	11,3%
Sergipano Terra	11,2%	14,2%	17,5%	14,7%	14,9%	13,3%	12,3%	11,9%	11,1%	15,8%	18,1%	18,3%	14,4%
Barracuda	10,4%	13,5%	16,3%	13,7%	13,1%	11,5%	10,6%	9,7%	8,6%	12,7%	15,7%	16,1%	12,7%
Marlim Leste	7,6%	10,5%	13,3%	10,8%	10,4%	8,9%	8,0%	7,2%	6,2%	10,3%	13,0%	13,4%	10,0%
Jubarte	5,9%	8,7%	12,6%	9,6%	7,4%	5,9%	5,0%	4,3%	3,2%	7,7%	10,5%	10,9%	7,7%
Galo de Campina	7,9%	9,3%	10,0%	10,6%	9,4%	8,7%	9,3%	8,6%	7,9%	11,3%	14,5%	12,9%	10,0%
Roncador	6,2%	9,0%	11,7%	9,3%	9,4%	8,1%	7,1%	6,5%	5,6%	9,5%	11,8%	12,4%	8,9%
Cachalote	5,4%	8,2%	10,9%	8,6%	8,6%	7,3%	6,3%	5,6%	4,6%	8,5%	10,9%	11,7%	8,0%
Tubarão Martelo	9,7%	13,0%	15,6%	13,7%	13,0%	11,6%	10,7%	9,9%	8,5%	12,8%	15,7%	17,0%	12,6%
Espadarte	9,1%	12,3%	15,8%	12,8%	13,2%	11,6%	10,6%	10,3%	9,6%	14,6%	16,8%	16,9%	12,8%
Polvo	6,6%	9,4%	11,6%	10,3%	10,0%	8,8%	8,0%	7,4%	6,4%	10,0%	12,2%	13,6%	9,5%
Marlim Sul	6,7%	9,5%	12,2%	10,0%	10,1%	8,8%	7,9%	7,4%	6,6%	10,6%	12,7%	13,3%	9,6%
Marlim	6,9%	9,8%	12,4%	10,3%	10,1%	8,8%	7,8%	7,2%	6,2%	10,1%	12,5%	13,4%	9,6%
Espirito Santo	0,1%	1,8%	1,7%	2,2%	-0,3%	-0,9%	-0,3%	-2,1%	4,4%	8,4%	10,7%	11,5%	3,1%
Frade	7,8%	10,9%	13,7%	11,5%	10,1%	8,8%	7,8%	7,0%	5,6%	9,5%	12,3%	13,4%	9,9%
Albacora Leste	2,5%	5,1%	7,5%	5,4%	7,4%	6,2%	5,2%	4,7%	3,8%	7,9%	10,1%	10,9%	6,4%
Ostra	1,5%	4,2%	6,7%	4,7%	5,1%	4,1%	3,0%	2,4%	1,3%	4,9%	7,1%	8,4%	4,5%
Papa-Terra	5,2%	8,2%	11,6%	9,0%	10,1%	8,9%	7,8%	7,9%	7,5%	12,5%	13,8%	14,4%	9,7%
Óleo de Xisto	5,0%	6,5%	7,8%	7,6%	8,3%	7,7%	6,8%	6,9%	6,7%	8,7%	8,9%	10,7%	7,6%
Peregrino	3,3%	6,1%	7,4%	7,7%	6,8%	6,1%	5,4%	4,9%	3,6%	6,4%	8,4%	11,3%	6,4%
Fazenda Alegre	7,9%	10,6%	14,6%	11,7%	14,3%	13,2%	11,8%	12,8%	6,5%	9,1%	10,3%	8,5%	10,9%
Atlanta													
Araçás Leste	-7,3%	-7,4%	-0,7%	-7,5%	-14,3%	-0,4%	-4,1%	-7,5%	-11,7%	-18,6%	-18,2%	-5,0%	-8,6%
Bom Lugar	1,9%	1,6%	1,3%	-5,1%	-9,3%	4,8%	1,0%	-0,3%	-2,5%	-8,4%	-10,2%	1,3%	-2,0%
Carapitanga	2,1%	2,0%	1,1%	-5,3%	-9,5%	4,5%	0,8%	-0,6%	-2,8%	-8,8%	-10,5%	1,0%	-2,2%
Carcará	0,4%	0,9%	0,1%	-6,4%	-11,8%	2,1%	-1,6%	-4,0%	-7,2%	-13,5%	-14,0%	-1,8%	-4,7%
Chauá	-8,0%	-7,9%	-0,7%	-7,9%	-15,0%	-1,0%	-4,8%	-8,4%	-12,8%	-20,2%	-19,7%	-6,3%	-9,4%
Cidade de Aracaju	-4,2%	-3,8%	-0,6%	-7,3%	-13,8%	0,1%	-3,6%	-6,8%	-10,8%	-17,5%	-17,2%	-4,3%	-7,5%
Concriz	-6,6%	-6,4%	-0,7%	-7,8%	-14,7%	-0,8%	-4,5%	-8,0%	-12,4%	-19,5%	-19,0%	-5,7%	-8,9%
Crejóá	10,7%	9,0%	-2,7%	-7,3%	-7,3%	6,8%	3,4%	5,0%	5,9%	0,4%	-4,6%	4,3%	2,0%
Foz do Vaza-Barris	4,0%	4,3%	1,0%	-5,4%	-9,7%	4,3%	0,5%	-0,9%	-3,2%	-9,2%	-10,8%	0,8%	-2,0%
Gaiyota	10,8%	12,4%	1,4%	-5,0%	-8,9%	5,2%	1,4%	0,3%	-1,6%	-7,4%	-9,5%	1,8%	0,1%

Nota Técnica n° 45/2015/SPG-ANP

DESÁGIO DEVIDO AO ALTO TEOR DE ENXOFRE - S (Art. 4º, §3º, da Minuta)											LIMITE	0,6000	
CAMPOS	% SULFUR	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15
Brent	0,4040												
Gavião Real	0,0928	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pescada	0,0119	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Peroa	0,0122	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Condensado de Merluza	0,0110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Condensado de Mexilhão	0,0060	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Urucu	0,0500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Piranema	0,1700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tartaruga	0,0300	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alagoano	0,0570	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sergipano Mar	0,1130	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Uirapuru	0,0505	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Baiano Mistura	0,0600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fazenda Santo Estevao	0,0718	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Lagoa do Paulo Norte	0,0850	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Periquito	0,0400	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Colibri	0,1600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tigre	0,3300	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Baúna	0,2400	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tambaú-Urugua	0,1280	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Lula	0,3240	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sapinhoá	0,3530	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Baleia Azul	0,3200	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Golfinho	0,1300	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Salema	0,4530	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Búzios	0,3080	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Canario	0,0996	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bijupira	0,4359	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Iara	0,3600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Entorno de Iara	0,3940	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cardeal	0,2604	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Albacora	0,5000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RGN Mistura	0,4480	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tabuleiro	0,4001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cabiunas Mistura	0,4700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Caratinga	0,5000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Nota Técnica n° 45/2015/SPG-ANP

CAMPOS	DESÁGIO DEVIDO AO ALTO TEOR DE ENXOFRE - S (Art. 4º, §3º, da Minuta)											LIMITE	0,6000
	% SULFUR	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15
Sergipano Terra	0,4200	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Barracuda	0,6070	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
Marlim Leste	0,5530	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Jubarte	0,4380	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Galo de Campina	0,0979	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Roncador	0,5850	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cachalote	0,4800	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tubarão Martelo	0,9980	-1,00	-0,80	-0,80	-0,60	-0,80	-0,80	-0,80	-0,80	-0,80	-0,80	-0,80	-0,60
Espadarte	0,5000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Polvo	1,1730	-1,43	-1,15	-1,15	-0,86	-1,15	-1,15	-1,15	-1,15	-1,15	-1,15	-1,15	-0,86
Marlim Sul	0,6830	-0,21	-0,17	-0,17	-0,12	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17	-0,12
Marlim	0,7410	-0,35	-0,28	-0,28	-0,21	-0,28	-0,28	-0,28	-0,28	-0,28	-0,28	-0,28	-0,21
Espirito Santo	0,3530	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frade	0,7480	-0,37	-0,30	-0,30	-0,22	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-0,22
Albacora Leste	0,5990	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ostra	0,3800	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Papa-Terra	0,7060	-0,27	-0,21	-0,21	-0,16	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21	-0,16
Óleo de Xisto	1,2000	-1,50	-1,20	-1,20	-0,90	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-1,20	-0,90
Peregrino	1,8000	-3,00	-2,40	-2,40	-1,80	-2,40	-2,40	-2,40	-2,40	-2,40	-2,40	-2,40	-1,80
Fazenda Alegre	0,3350	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Atlanta	0,3340	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Araçás Leste	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bom Lugar	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Carapitanga	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Carcará	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Crejoá	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Foz do Vaza-Barris	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaivota	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Morro do Barro	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Riacho Velho	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Santana	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

CAMPOS	DESÁGIO DEVIDO À ELEVADA ACIDEZ - A (Art. 4º, §4º, da Minuta)										LIMITE	0,5000	D _{TAN}	0,0227
	TAN	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15	
Brent	0,0300													
Gavião Real	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Pescada	0,0300	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Peroa	0,0300	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Condensado de Merluza	0,0300	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Condensado de Mexilhão	0,0800	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Urucu	0,0400	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Piranema	0,1700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Tartaruga	0,3000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Alagoano	0,0300	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Sergipano Mar	0,1800	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Uirapuru	0,5600	-0,95	-0,75	-0,58	-0,70	-0,67	-0,72	-0,77	-0,74	-0,68	-0,56	-0,57	-0,58	
Baiano Mistura	0,1100	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Fazenda Santo Estevao	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Lagoa do Paulo Norte	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Periquito	0,1168	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Colibri	0,1100	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Tigre	4,8000	-8,54	-6,77	-5,18	-6,29	-6,06	-6,47	-6,96	-6,68	-6,12	-5,05	-5,15	-5,26	
Baúna	0,3700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Tambaú-Urugua	0,1700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Lula	0,2400	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Sapinhoá	0,2300	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Baleia Azul	0,0800	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Golfinho	0,4500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Salema	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Búzios	0,1700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Canario	0,1000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Bijupira	0,1200	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Iara	0,3000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Entorno de Iara	0,3000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Cardeal	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Albacora	0,1900	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
RGN Mistura	0,9500	-1,65	-1,31	-1,00	-1,21	-1,17	-1,25	-1,34	-1,29	-1,18	-0,97	-0,99	-1,01	
Tabuleiro	0,0800	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Cabiunas Mistura	0,6600	-1,13	-0,89	-0,68	-0,83	-0,80	-0,85	-0,92	-0,88	-0,81	-0,67	-0,68	-0,69	
Caratinga	0,6200	-1,06	-0,84	-0,64	-0,78	-0,75	-0,80	-0,86	-0,83	-0,76	-0,62	-0,64	-0,65	

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

CAMPOS	DESÁGIO DEVIDO À ELEVADA ACIDEZ - A (Art. 4º, §4º, da Minuta)										LIMITE	0,5000	D _{TAN}	0,0227
	TAN	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15	
Sergipano Terra	0,4300	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Barracuda	0,3900	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Marlim Leste	1,1100	-1,93	-1,53	-1,17	-1,43	-1,37	-1,47	-1,58	-1,51	-1,39	-1,14	-1,17	-1,19	
Jubarte	2,7600	-4,89	-3,87	-2,97	-3,60	-3,47	-3,70	-3,99	-3,82	-3,50	-2,89	-2,95	-3,01	
Galo de Campina	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Roncador	1,4700	-2,58	-2,04	-1,56	-1,90	-1,83	-1,95	-2,10	-2,02	-1,85	-1,52	-1,56	-1,59	
Cachalote	1,8200	-3,21	-2,54	-1,94	-2,36	-2,27	-2,43	-2,61	-2,51	-2,30	-1,90	-1,93	-1,97	
Tubarão Martelo	0,4500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Espadarte	1,0200	-1,77	-1,41	-1,08	-1,31	-1,26	-1,34	-1,45	-1,39	-1,27	-1,05	-1,07	-1,09	
Polvo	0,6333	-1,08	-0,86	-0,66	-0,80	-0,77	-0,82	-0,88	-0,84	-0,77	-0,64	-0,65	-0,67	
Marlim Sul	1,2100	-2,11	-1,67	-1,28	-1,56	-1,50	-1,60	-1,72	-1,65	-1,51	-1,25	-1,28	-1,30	
Marlim	1,1200	-1,95	-1,55	-1,18	-1,44	-1,38	-1,48	-1,59	-1,53	-1,40	-1,15	-1,18	-1,20	
Espirito Santo	2,1000	-3,71	-2,94	-2,25	-2,73	-2,63	-2,81	-3,02	-2,90	-2,66	-2,19	-2,24	-2,28	
Frade	1,0500	-1,83	-1,45	-1,11	-1,35	-1,29	-1,38	-1,49	-1,43	-1,31	-1,08	-1,10	-1,12	
Albacora Leste	2,5200	-4,46	-3,53	-2,71	-3,29	-3,16	-3,38	-3,64	-3,49	-3,20	-2,64	-2,69	-2,74	
Ostra	3,1000	-5,50	-4,36	-3,34	-4,05	-3,90	-4,16	-4,48	-4,30	-3,94	-3,25	-3,32	-3,38	
Papa-Terra	2,1400	-3,78	-2,99	-2,29	-2,78	-2,68	-2,86	-3,08	-2,95	-2,71	-2,23	-2,28	-2,33	
Óleo de Xisto	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Peregrino	0,9400	-1,63	-1,29	-0,99	-1,20	-1,16	-1,23	-1,33	-1,27	-1,17	-0,96	-0,98	-1,00	
Fazenda Alegre	1,2400	-2,17	-1,72	-1,31	-1,60	-1,54	-1,64	-1,77	-1,69	-1,55	-1,28	-1,31	-1,33	
Atlanta	10,1000	-18,03	-14,29	-10,94	-13,29	-12,78	-13,66	-14,70	-14,10	-12,92	-10,66	-10,88	-11,10	
Araçás Leste	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Bom Lugar	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Carapitanga	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Carcará	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Crejoá	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Foz do Vaza-Barris	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Gaivota	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Morro do Barro	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Riacho Velho	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Santana	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Correntes de operadores dos tipos C e D		Leves	Médios	Pesados
Araçás Leste	20,59	10,92%	19,52%	69,56%
Bom Lugar	36,30	29,55%	22,85%	47,60%
Carapitanga	36,00	29,01%	22,88%	48,11%
Carcará	30,00	19,71%	22,70%	57,59%
Crejoá	15,00	9,06%	15,95%	74,99%
Foz do Vaza-Barris	23,10	12,58%	20,71%	66,71%
Gaivota	17,80	9,68%	17,89%	72,43%
Morro do Barro	50,00	61,91%	17,70%	20,39%
Riacho Velho	35,50	28,13%	22,92%	48,96%
Santana	37,50	31,79%	22,70%	45,52%
API <	13,00	9,00%	14,37%	76,63%
API >	50,00	61,91%	17,70%	20,39%

$$F_{lcd} = 0,0004 \times API^2 - 0,0109 \times API + 0,1641$$

$$F_{mcd} = 1 - F_{lcd} - F_{pcd}$$

$$F_{mcd} = -0,0002 \times API^2 - 0,0026 \times API + 0,8339$$

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

	API	S	TAN	PM PR out/15 \$/bbl	PM P206 out/15 \$/bbl	IMPACTO % MÉDIO 12 MESES
Brent	37,50	0,4040	0,0300	48,56	0,00	0,00%
Sergipano Terra	24,80	0,4200	0,4300	42,57	34,33	14,43%
Albacora	26,70	0,5000	0,1900	43,16	35,48	13,09%
Espadarte	21,00	0,5000	1,0200	40,62	32,97	12,82%
Barracuda	24,75	0,6070	0,3900	43,92	36,38	12,65%
Tubarão Martelo	21,20	0,9980	0,4500	41,00	33,29	12,61%
Caratinga	25,00	0,5000	0,6200	42,47	35,45	11,28%
Cabiunas Mistura	25,50	0,4700	0,6600	43,00	36,07	11,13%
Fazenda Alegre	13,30	0,3350	1,2400	35,90	30,02	10,94%
Peroa	53,10	0,0122	0,0300	57,47	51,57	10,30%
Galo de Campina	23,10	0,0979	0,0000	40,04	32,79	10,05%
Marlim Leste	24,70	0,5530	1,1100	42,29	35,80	9,97%
Frade	19,60	0,7480	1,0500	40,68	34,19	9,87%
Papa-Terra	15,70	0,7060	2,1400	36,31	29,67	9,73%
Marlim Sul	20,50	0,6830	1,2100	40,23	33,78	9,65%
Marlim	20,30	0,7410	1,1200	40,65	34,18	9,63%
Tabuleiro	26,20	0,4001	0,0800	42,39	34,30	9,61%
Polvo	20,60	1,1730	0,6333	40,06	33,53	9,52%
Roncador	22,80	0,5850	1,4700	40,49	34,36	8,89%
Pescada	53,70	0,0119	0,0300	55,18	50,93	8,07%
Cachalote	22,10	0,4800	1,8200	39,83	33,96	8,04%
Jubarte	23,20	0,4380	2,7600	38,91	33,35	7,65%
Óleo de Xisto	15,30	1,2000	0,0000	39,96	34,37	7,62%
Peregrino	13,70	1,8000	0,9400	36,56	30,87	6,44%
Albacora Leste	19,00	0,5990	2,5200	37,98	32,42	6,40%
Sapinhoá	30,01	0,3530	0,2300	44,76	40,34	6,18%
Bijupira	27,80	0,4359	0,1200	44,66	40,14	6,17%
Entorno de Iara	27,70	0,3940	0,3000	43,19	38,87	5,61%
Salema	28,70	0,4530	0,0000	45,32	40,74	5,40%
Iara	27,80	0,3600	0,3000	43,30	39,39	4,75%
Ostra	17,80	0,3800	3,1000	36,57	31,82	4,46%
Condensado de Merluza	49,60	0,0110	0,0300	53,59	51,15	3,96%
Lula	31,00	0,3240	0,2400	44,84	41,16	3,39%
Espirito Santo	19,70	0,3530	2,1000	38,87	33,07	3,09%
Colibri	33,80	0,1600	0,1100	45,23	41,95	2,71%
Condensado de Mexilhão	47,20	0,0060	0,0800	52,62	50,79	2,56%
RGN Mistura	26,70	0,4480	0,9500	41,19	34,43	2,42%
Urucu	45,60	0,0500	0,0400	50,00	47,96	2,39%
Baleia Azul	29,30	0,3200	0,0800	44,85	41,99	2,00%
Búzios	28,40	0,3080	0,1700	43,95	41,07	1,84%
Baúna	33,30	0,2400	0,3700	45,92	43,43	1,68%
Periquito	34,30	0,0400	0,1168	45,89	43,36	1,55%
Tambaú-Urugua	32,60	0,1280	0,1700	46,03	43,56	1,24%
Cardeal	27,60	0,2604	0,0000	41,87	39,08	0,96%
Canario	28,40	0,0996	0,1000	41,38	38,86	0,57%
Golfinho	28,80	0,1300	0,4500	43,26	41,28	-0,31%
Sergipano Mar	38,40	0,1130	0,1800	47,87	47,09	-0,58%
Fazenda Santo Estevao	35,30	0,0718	0,0000	41,99	40,13	-0,74%

Nota Técnica nº 45/2015/SPG-ANP

	API	S	TAN	PM PR out/15 \$/bbl	PM P206 out/15 \$/bbl	IMPACTO % MÉDIO 12 MESES
Piranema	41,90	0,1700	0,1700	48,37	48,01	-1,00%
Lagoa do Paulo Norte	34,60	0,0850	0,0000	42,77	39,64	-1,24%
Alagoano	39,80	0,0570	0,0300	46,50	46,17	-2,32%
Baiano Mistura	36,50	0,0600	0,1100	44,12	43,77	-2,59%
Tartaruga	40,90	0,0300	0,3000	47,04	47,67	-3,11%
Uirapuru	37,40	0,0505	0,5600	44,34	44,26	-3,86%
Tigre	33,80	0,3300	4,8000	41,16	43,40	-9,06%
Morro do Barro	62,23	0,0000	0,0000	52,18	54,97	1,97%
Santana	37,50	0,0000	0,0000	46,43	50,03	0,10%
Bom Lugar	36,30	0,0000	0,0000	45,95	49,76	-1,99%
Riacho Velho	35,50	0,0000	0,0000	45,63	49,67	-2,03%
Carapitanga	36,00	0,0000	0,0000	45,83	49,76	-2,17%
Carcará	30,00	0,0000	0,0000	43,61	48,69	-4,73%
Foz do Vaza-Barris	23,10	0,0000	0,0000	41,42	47,46	-7,49%
Araçás Leste	20,59	0,0000	0,0000	40,72	47,01	-8,55%
Gaivota	17,80	0,0000	0,0000	40,01	46,52	-8,86%
Crejoá	15,00	0,0000	0,0000	39,36	46,02	-9,40%