

E-book

Entendendo o processo de reconhecimento e recuperação de custos nos Contratos de Partilha de Produção



Pré-sal
Petróleo

Sobre o e-Book

A Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) é uma empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), responsável pela gestão dos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural em regime de Partilha de Produção, pela representação da União nos Acordos de Individualização da Produção, envolvendo Áreas não Contratadas internas à Área do Pré-Sal e Áreas Estratégicas, e pela gestão da comercialização dos hidrocarbonetos da União. Este e-book é o terceiro de uma série que pretende esclarecer a atuação da PPSA, como representante da União, na exploração, produção e comercialização de petróleo e gás natural no pré-sal brasileiro.

Introdução

No regime de Partilha de Produção, o petróleo e o gás natural produzidos são partilhados, originariamente, entre o Estado e as empresas de petróleo. O Estado participa, sem investir ou correr risco, das atividades de exploração e produção, além de regulá-las e fiscalizá-las. Na licitação para oferta de áreas, o Bônus de Assinatura é fixo, sendo vencedor o interessado que ofertar o maior percentual de Excedente em Óleo. A remuneração do Estado se dá pela tributação, pelo pagamento de participações governamentais e pela comercialização da parcela do Excedente em Óleo a que tem direito.

Este e-book pretende esclarecer as principais dúvidas sobre o processo de reconhecimento de recuperação de custos no âmbito dos contratos de Partilha de Produção.



■ O que é o custo em óleo?

No regime de Partilha de Produção, trazido pela Lei nº 12.351/2010, temos dois conceitos imprescindíveis e interligados que atuam como verdadeiros pilares de toda uma estrutura, são eles:

- 1. Custo em Óleo:** *“parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato”;* e
- 2. Excedente em Óleo:** *“parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43;”.*



Das definições legais, podemos entender que o Custo em Óleo é um volume a que os contratados (“sócios investidores”) fazem jus como forma de ressarcimento pelos aportes financeiros nas atividades de exploração e produção. No entanto, só poderão se apropriar dessa parcela caso haja pelo menos uma descoberta comercial, isso é, uma descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção.

Para que sejam incorporados à conta Custo em Óleo, é necessário que esses gastos, relativos às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, tenham sido aprovados pelo Comitê Operacional do Contrato de Partilha de Produção, e reconhecidos pela gestora, inclusos os valores depositados em fundo de provisionamento para desativação de instalações, se houver.

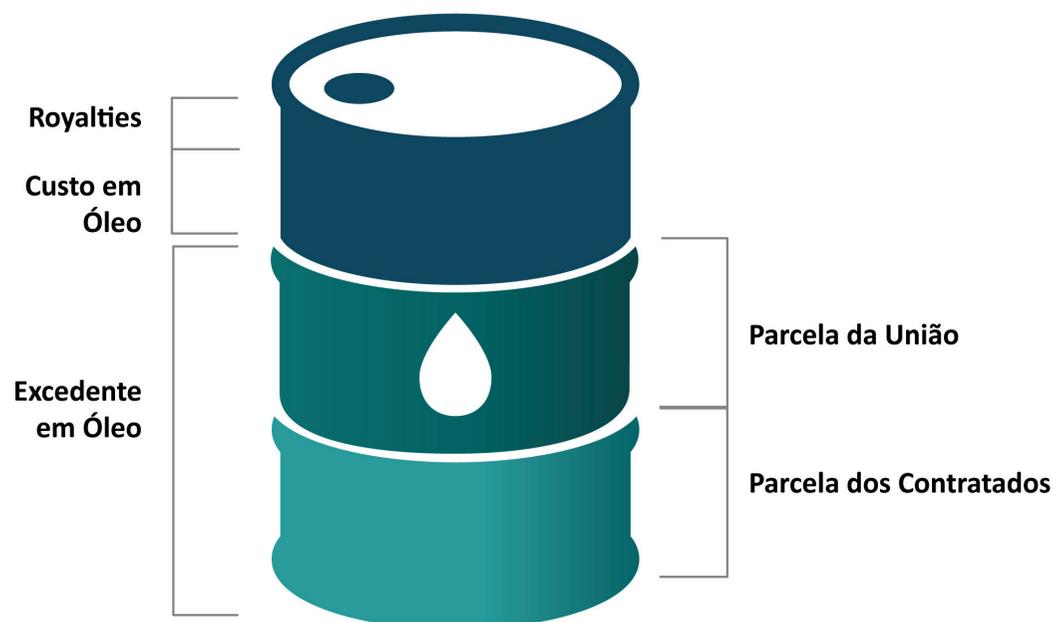
Cabe ressaltar que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é o responsável por definir os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do Custo em Óleo, definições as quais, na forma do art. 29, V, da Lei nº 12.351/2010, devem necessariamente constar dos contratos de Partilha de Produção.

Há de se destacar também que é expressamente vedado na legislação que o Bônus de Assinatura - valor fixo devido à União pelo contratado – integre o Custo em Óleo, sendo proibido, em qualquer hipótese, seu ressarcimento.



Já o Excedente em Óleo é a produção “líquida”, ou seja, já apartada dos volumes devidos a título de Custo em Óleo e dos royalties. Em linhas gerais, temos que a produção total é dividida em três grandes grupos, como demonstrado na figura ao lado:

No mais, compete ao Ministério de Minas e Energia (MME) propor ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com base nos parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de Partilha de Produção, os critérios para definição do excedente, bem como de seus percentuais mínimos.





Quais os gastos passíveis de serem reconhecidos como custo em óleo?

Em linha com as definições legais, os contratos de Partilha de Produção estabelecem os requisitos, procedimentos e condições acerca do Custo em Óleo, fixando, inclusive, os gastos que são tidos como recuperáveis.

Em regra, todos os gastos relacionados às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das Instalações (em definição ampla, atividades de E&P) são passíveis de reconhecimento como Custo em Óleo, obedecidas as condições definidas no instrumento contratual, ressalvados os gastos aos quais é estabelecida a impossibilidade de recuperação.

Assim, a lógica geral é a do reconhecimento. A lista abaixo exemplifica espécies de gastos que são recuperáveis como Custo em Óleo:

Aquisição de insumos consumidos na operação;

Aluguel, afretamento, arrendamento mercantil de bens e equipamentos utilizados nas operações;

Gastos com a aquisição, processamento, reprocessamento e interpretação de dados de geologia, geoquímica e geofísica;

Bens incorporados aos ativos fixos utilizados nas operações;

Conservação, manutenção e reparo de bens, equipamentos e instalações;



Reposição e reparo de bens de equipamentos perdidos ou danificados na execução rotineira das operações;

Aquisição e manutenção de seguros aprovados pelo Comitê Operacional;

Operações de embarcações e aeronaves;

Inspeção, armazenamento, movimentação e transporte de materiais e equipamentos;

Obtenção de permissões, servidões e desapropriação de imóveis e assemelhados;

Treinamentos relacionados às atividades de exploração e avaliação, desenvolvimento; produção; e desativação das instalações;

Custos com pessoal também podem ser reconhecidos?

Os contratos de Partilha de Produção preveem a possibilidade de recuperação dos gastos com pessoal como Custo em Óleo, desde que atendidos os requisitos legais e contratuais. Nesse âmbito, são estabelecidas as “parcelas” relativas aos gastos com pessoal que são tidas como passíveis de reconhecimento, como, por exemplo, os salários.

Assim, entende-se que os gastos com pessoal diretamente relacionado às operações fazem parte de um rol exemplificativo, mas as parcelas que compõem estes gastos são exaustivas, conforme definido em contrato.

Para fins informativos, vejamos um exemplo dessas previsões:

ANEXO VII – SEÇÃO III DO CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO DA 6ª RODADA

“3.1. Compõem o Custo em Óleo, independentemente da localização do Ponto de Medição e do Ponto de Partilha, os gastos realizados pelos Contratados na Área do Contrato, aprovados no Comitê Operacional e reconhecidos pela Gestora, relativos às atividades de:

- a) Exploração e Avaliação;*
 - b) Desenvolvimento;*
 - c) Produção; e*
 - d) desativação das instalações, incluindo o valor depositado no fundo de provisionamento.*
- (...)*

3.2. Desde que relacionados com as atividades elencadas no parágrafo 3.1, serão passíveis de reconhecimento como Custo em Óleo, entre outros, os gastos realizados com:

(...)

l) pessoal diretamente relacionado às atividades elencadas no parágrafo 3.1, observado que:

l.1) tais gastos serão compostos exclusivamente pelas seguintes parcelas:

*l.1.1) **salários**, inclusive de férias, horas extras, adicionais, inclusive de férias, comissões, **gratificações**, inclusive natalina, recolhimentos para o FGTS, seguros, inclusive médico, de vida e saúde, contribuição previdenciária obrigatória e complementar, tributos sobre a folha de pagamento e auxílios, inclusive de moradia e transporte;*

*l.1.2) **custos de apoio ao pessoal diretamente relacionado às atividades elencadas no parágrafo 3.1**, desde que tais custos sejam facilmente identificáveis.”*



Além disso, ainda é contratualmente definida a metodologia e forma de cobrança, bem como os parâmetros para a fixação da base do custo médio das despesas por empregado. Em cunho geral, pode-se dizer que os gastos serão apropriados mediante apontamento de horas (HH) do pessoal diretamente relacionado às atividades, cumpridas as premissas pertinentes.

Investimentos não relacionados à operação podem ser reconhecidos?

Nos instrumentos contratuais há uma lista exaustiva contendo os gastos que não podem ser reconhecidos como Custo em Óleo. Ademais, da leitura sistemática dos requisitos e procedimentos contratualmente estabelecidos, entende-se que investimentos não relacionados às operações (aqui entendidas como as atividades relacionadas à E&P), não podem ser reconhecidos como Custo em Óleo.

Caso contrário fosse, o Excedente em Óleo cabível à União seria frontalmente prejudicado em função do reconhecimento de gastos que não teriam estrita conexão com as atividades de Exploração e Produção desenvolvidas no âmbito de determinado contrato.

Diante disso, entre outras condições estabelecidas no instrumento contratual, podemos resumir brevemente os requisitos para reconhecimento de gastos como Custo em Óleo, pela Gestora, em quatro grandes grupos, da seguinte forma:



- ✓ Gasto relacionado às atividades de E&P;
- ✓ Cumprimento dos ritos contratuais;
- ✓ Aprovação do Comitê Operacional (quando não dispensada); e
- ✓ Cumprimento dos prazos e limites estabelecidos contratualmente e regimentalmente para o Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (“SGPP”).

É imperioso reiterar que os dispêndios recuperáveis como Custo em Óleo, inclusive os advindos de insucessos exploratórios, são legalmente limitados à hipótese de constatação de Descoberta Comercial na Área do Contrato, de modo que, caso esta não ocorra, os gastos até então incorridos pelos contratados não poderão ser recuperados, orbitando no âmbito do risco por eles assumido na atividade.

E os investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação?

No ordenamento jurídico brasileiro, não há disposição legal expressa que cuide especificamente dos denominados investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (“PD&I”).

Em verdade, os investimentos em PD&I decorrem da atribuição legal, conferida à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (“ANP”), por intermédio da Lei nº 9.478/1997, de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias para o setor.



A ANP, ao regulamentar o tema, publicou a Resolução ANP nº 50/2015, na qual aprovou o Regulamento Técnico ANP nº 3/2015, que *“estabelece as normas para a aplicação dos recursos a que se referem as Cláusulas de Pesquisa e Desenvolvimento ou de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, doravante denominadas de Cláusulas de P,D&I, presentes nos Contratos para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, bem como as regras para comprovação das atividades de P,D&I e respectivas despesas realizadas pelas Empresas Petrolíferas em cumprimento às referidas cláusulas contratuais (NR).”*

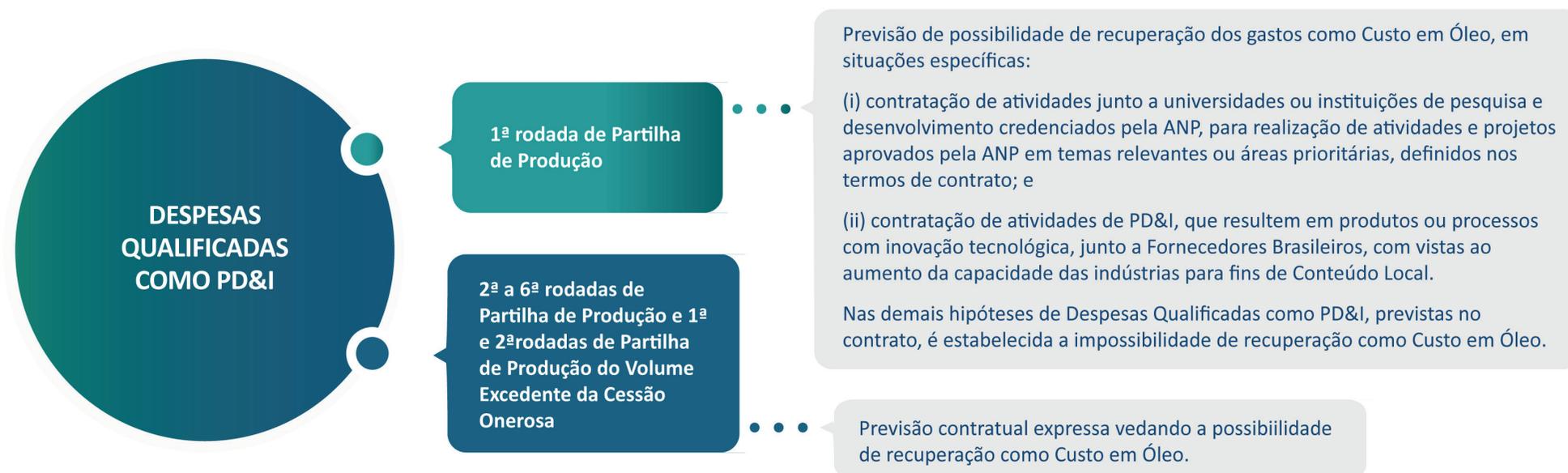
Assim, nem todos os projetos de cunho tecnológico relacionados a PD&I (Applied Technologies) podem ser categorizados como Despesas Qualificadas como PD&I, nos termos contratualmente definidos e regulados pela Resolução ANP nº 50/2015 (Regulamento Técnico ANP nº 3/2015). Essa obrigação deverá ser cumprida pelo operador até o dia 30 de junho do ano seguinte ao ano de apuração e fornecer à ANP o relatório completo das despesas qualificadas como pesquisa, desenvolvimento e inovação. Cabe salientar que tais despesas não serão recuperáveis como Custo em Óleo.

Quando da comparação entre as rodadas de licitação em regime de Partilha de Produção, realizadas pela ANP, nota-se tratamento diferenciado com relação ao reconhecimento das Despesas Qualificadas como PD&I. Somente o Contrato de Partilha de Produção de Libra (oriundo da 1ª Rodada de Partilha de Produção) prevê a possibilidade de recuperação, em algumas hipóteses específicas, vedando-a nas demais situações descritas contratualmente.



Os contratos de Partilha de Produção resultantes da 2ª a 6ª rodada, inclusive os que se originaram da 1ª e 2ª Rodada de Licitação dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, passaram a prever expressamente que as Despesas Qualificadas como PD&I não são recuperáveis como Custo em Óleo.

Logo, em resumo sobre o tema, temos o seguinte panorama:





Como gestora, a PPSA é responsável pelo reconhecimento dos custos dos contratos e pelo cálculo de recuperação de custo. Como é realizado este processo?

O processo é dividido em três etapas, conforme a figura abaixo. Cada etapa tem regras previstas no Contrato de Partilha de Produção, conforme explicado ao longo deste e-book.





Considerando esta primeira fase de aprovação, pode-se entender então que todos os custos que são reconhecidos pela PPSA foram aprovados anteriormente?

Sim. Para que sejam reconhecidos como Custo em Óleo, os gastos precisam ser previamente aprovados pelo Comitê Operacional, exceto os casos em que a aprovação seja dispensada pelo respectivo Contrato de Partilha de Produção.

Nos critérios de aprovação, os custos devem estar relacionados com o orçamento geral aprovado pelo consórcio?

Todas as despesas devem estar previstas no orçamento. Durante a fase de aprovação das contratações é verificado se tais despesas constam do Plano de Trabalho e Orçamento.



A PPSA investiu no desenvolvimento do Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGPP). Quais as funcionalidades do sistema e como ele é utilizado no processo de reconhecimento de custos?

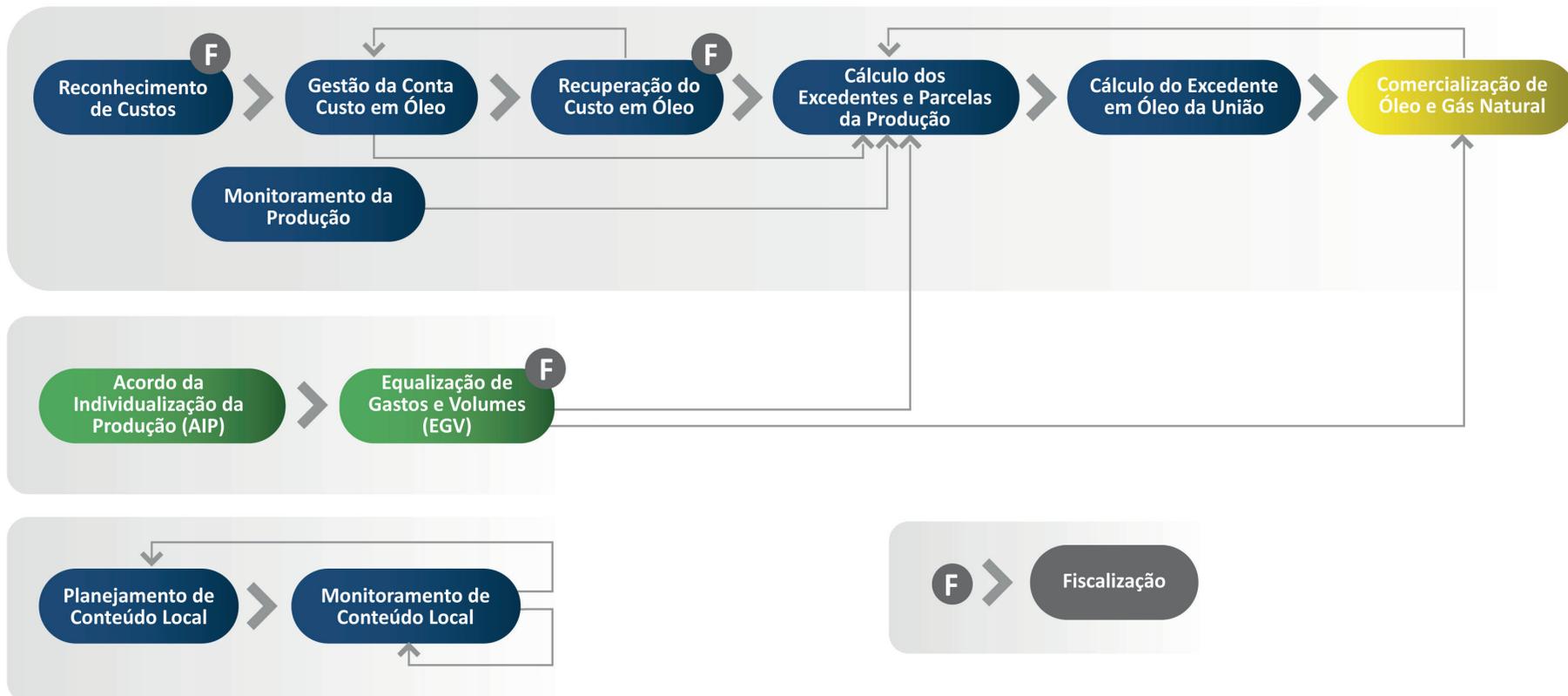
O SGPP é uma plataforma digital composta por dez módulos e desenvolvida com tecnologia “Software As a Service” (SaaS) para suportar as atividades inerentes à gestão dos diversos contratos de Partilha da Produção, à representação da União nos Acordos de Individualização da Produção e à gestão da comercialização da parcela de Petróleo e Gás Natural da União.

É por meio deste sistema que executamos o controle do Custo em Óleo. Em síntese, o Operador deverá carregar no SGPP a lista no formato, detalhe e periodicidade determinados pela gestora, com todos os gastos incorridos no período imediatamente anterior. A gestora disporá de 15 (quinze) dias contados do recebimento da base de dados consolidada com os gastos realizados para solicitar informações adicionais ao operador. Os atos da gestora em reconhecer ou não os gastos se tornarão definitivos após o decurso do prazo prescricional de 5 (cinco) anos ou a sua verificação por auditoria do custo e do Excedente em Óleo. Todos os gastos submetidos pelo operador passam por critérios de validação e aprovação automática. Quando estes critérios não são atendidos, os custos são encaminhados para que a nossa área técnica valide as informações e solicite esclarecimentos caso seja necessário. Ao final do processo, é enviada uma resposta formal aos operadores com os valores reconhecidos e não reconhecidos. Os valores reconhecidos são adicionados a conta Custo em Óleo específica de cada contratos, administrada pela PPSA.



O sistema contempla ainda três fases recursais e uma fase de revisão para o processo de reconhecimento de Custo em Óleo, onde o operador pode recorrer, caso não concorde com decisão técnica emitida pela PPSA. Todas estas atividades ocorrem de forma sistêmica.

SISTEMA DE GESTÃO DE GASTOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO (SGPP)





Com que frequência o operador envia remessas de custos?

A periodicidade de carregamento do SGPP deverá ser no máximo mensal e as remessas de gastos devem ser enviadas até o 25º (vigésimo quinto) dia do mês subsequente à ocorrência dos lançamentos.

Há um limite para as remessas?

Não há limite de itens ou valores para as remessas de custo no SGPP, porém, existe um limite de linhas de gastos por remessa que é de três mil linhas. Caso a remessa ultrapasse este limite, deverá ser enviada uma nova remessa com o excedente de linhas para o mesmo mês/ano de referência.

Há algum nível de custo com reconhecimento automático ou a PPSA necessita validar todos os custos?

Sim, existe no SGPP um fluxo para reconhecimento automático destes gastos, que verifica diversos critérios pré-estabelecidos. Mesmo sendo validados pelo reconhecimento automático, esses custos ainda poderão ser revisitados pela Auditoria Interna da PPSA. Para os casos em que o gasto não atenda os critérios de reconhecimento automático, é necessária a validação pela área técnica da PPSA.



Quantas linhas de custo tem em média um CPP?

O quantitativo médio de custo depende do estágio de cada projeto (desde exploração até produção) do número de unidades em produção, do operador e do sistema de gestão adotado pelo (ERP). Dispomos de quinze dias, contados do recebimento da base de dados consolidada com os gastos realizados para solicitar informações adicionais ao operador.

Há um prazo de resposta? O que ocorre se a PPSA não avaliar o custo no prazo estabelecido?

Como gestora dos contratos de Partilha de Produção, é da PPSA a exclusiva competência o processo de apuração, reconhecimento e recuperação do Custo em Óleo, além da administração da conta Custo em Óleo.

Dispomos de quinze dias, contados do recebimento da base de dados consolidada com os gastos realizados, conforme lançamentos feitos previamente no âmbito de determinado contrato, para solicitar informações adicionais ao operador.

Os lançamentos (gastos) não questionados no prazo de quinze dias serão reconhecidos como Custo em Óleo (reconhecimento automático).



Como a PPSA se organiza internamente para fazer análise dos custos e seu devido reconhecimento? Há uma área específica para desempenhar esse papel?

Contamos com um corpo técnico qualificado e experiente nas disciplinas inerentes ao setor de óleo e gás. Esses profissionais estão alocados nas três diretorias da empresa (Diretoria Técnica, Diretoria de Gestão de Contratos e Diretoria de Administração, Finanças e Comercialização) e realizam as análises dos gastos à medida em que as remessas são enviadas pelo operador e distribuídas para as análises técnicas segundo os critérios e regras do SGPP.

Que metodologia a PPSA utiliza para aferir se o custo computado pelo operador está dentro dos parâmetros do mercado?

Em geral, as contratações são decorrentes de um processo competitivo, onde os preços obtidos já são balizados pelo mercado. Quando o processo não é competitivo, o próprio operador apresenta suas referências de preço, que são analisadas de forma técnica e levando em consideração as referências internas (padrões internos para preços de poços, subsea e FPSOs, etc) cruzamento de valor de compras realizadas em outros contratos; e experiência do corpo técnico.



O que acontece se a PPSA não concordar com o custo apresentado?

Neste caso, serão solicitados maiores esclarecimentos ao operador, que terá a oportunidade de apresentar informações adicionais e, se for o caso, apresentar recurso administrativo.

Como a PPSA zela pelo cumprimento do conteúdo local nos gastos realizados?

Cabe ao operador demonstrar as evidências e documentos com indicativos de futuro cumprimento do conteúdo local nas contratações em andamento. Cabe à PPSA analisar se essas evidências são compatíveis com as exigências de conteúdo local previstas no contrato.

No caso dos contratos de partilha de produção dos volumes excedentes da cessão onerosa, como se dará o reconhecimento dos valores pagos a título de compensação à Petrobras?

No curso da vigência do contrato de Cessão Onerosa, no qual a Petrobras é cessionária, verificou-se a existência de um volume de hidrocarbonetos substancialmente superior ao contratado, o qual convencionou-se designar de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa. Contudo, nem a Lei nº 12.276/2010 e nem o referido contrato previram a solução jurídica para a referida situação.



Após extenso estudo, verificou-se a necessidade de viabilizar a produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa por intermédio de contratos de Partilha de Produção de forma concomitante, preservando os direitos assegurados à Petrobras pelo contrato de Cessão Onerosa, garantindo a União o poder-dever de, no exercício de seu monopólio, contratar empresas estatais ou privadas para a realização das atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural de sua propriedade. Assim, temos que a compensação é a contrapartida devida à Petrobras, pelos contratados em regime de Partilha de Produção, pela aquisição, proporcional às respectivas participações, da propriedade dos ativos do projeto da Cessão Onerosa, conforme extrai-se, em resumo, do disposto na Resolução CNPE nº 02/2019 e da Resolução CNPE nº 03/2021. Trata-se de gasto inerente às atividades de Exploração e Produção.

Nessa esteira, a Portaria MME nº 213/2019 (com a redação dada pela Portaria MME nº 251/2019, pela Portaria MME nº 363/2019 e pela Portaria Normativa MME nº 8/2021) fixa os parâmetros para o cálculo da Compensação devida à Petrobras pelos investimentos realizados sob o regime de Cessão Onerosa.

Assim, a compensação a ser paga pelos contratados, em regime de Partilha de Produção, à Petrobras, na qualidade de cessionária do Contrato de Cessão Onerosa, é indiscutivelmente recuperável como Custo em Óleo, conforme estampado na Resolução CNPE nº 02/2019, na Portaria MME nº 213/2019, e na Resolução CNPE nº 03/2021, em linha com a própria definição de Custo em Óleo prevista na Lei nº 12.351/2010. De toda forma, tais valores deverão ser formalmente apresentados sob a forma de um gasto e, após análise técnica, reconhecidos e incorporados à conta Custo em Óleo.

Não por outro motivo, em harmonia com os direcionamentos legais e regulamentares, os contratos da 1ª e da 2ª rodada de licitação sob o regime de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa preveem que os valores pagos pelo(s) contratado(s) a título de compensação são recuperáveis como Custo em Óleo.



No mais, cumpre ressaltar que, no caso da compensação, há um requisito específico, relacionado ao ateste da adimplência dos contratado(s), tema cujo tratamento difere na 1ª e na 2ª rodada de Partilha de produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, vejamos:

PORTARIA MME Nº 265/2019
(1ª rodada de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa)

“Art. 5º
O Acordo de Coparticipação será vigente e eficaz a partir da Data Efetiva, desde que, nesta data, o Contratado esteja adimplente em relação à forma de pagamento da Compensação acordada entre as Partes.

Parágrafo único. Caso o Contratado não esteja adimplente na Data Efetiva, o Acordo de Coparticipação deverá ser novamente submetido à aprovação da ANP.”

PORTARIA MME Nº 519/2021
(2ª rodada de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa)

“Art. 1º (...)
VI - Data de Início da Eficácia: primeiro dia útil subsequente ao da atestação, pela Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA, da adimplência do Contratado com o pagamento da Compensação;
(...)

Art. 2º(...)
§ 5º O Acordo de Coparticipação será vigente e eficaz a partir da Data de Início da Eficácia e os Termos Aditivos a partir da Data Efetiva.”

Logo, para o efetivo reconhecimento dos gastos relativos à compensação, é imperioso que seja verificado o ateste mencionado acima, bem como que sejam seguidos os demais procedimentos legais e contratuais fixados.



Considerando a terceira etapa do processo apresentado na página 14, quando é iniciada a fase de recuperação do custo?

O processo de recuperação de custo só é iniciado quando há a declaração de comercialidade e o campo inicia a produção.

Como os valores são calculados?

O cálculo da recuperação de custo é realizado mensalmente, a partir das informações de produção, encaminhadas pelo operador e do preço de referência do petróleo e gás natural, divulgado pela ANP, respeitados os limites de recuperação de custo previstos em contrato. O valor a ser recuperado é deduzido da Conta Custo em Óleo.

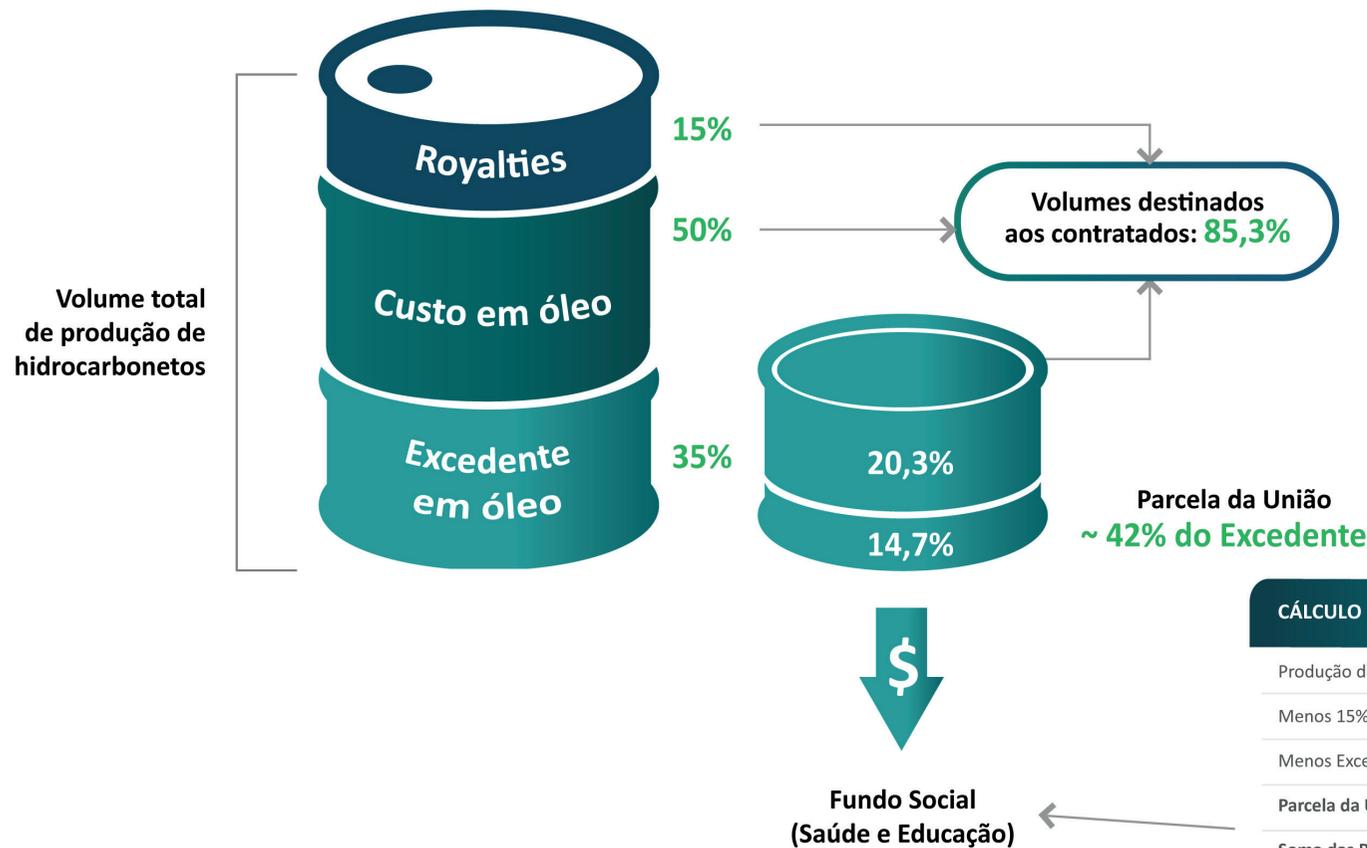
Os gastos realizados pelo operador são recuperados em espécie?

Não. O valor calculado a ser recuperado por mês é convertido em volume de óleo (tendo como base o preço de referência do petróleo e ou do gás natural), que passa a estar disponível aos contratados para comercialização. O volume de óleo é dividido conforme a participação dos investidores no consórcio. A figura abaixo ilustra o processo de divisão da produção de óleo no Contrato de Partilha de Produção de Libra. A parcela da União obedece ao percentual estabelecido pelo consórcio durante a Rodada de Partilha de Produção e as regras pactuadas no contrato.



DIVISÃO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO EM UM CONTRATO DE PARTILHA

Exemplo de Libra



CÁLCULO DO EXCEDENTE EM ÓLEO	PARCELA RESULTANTE
Produção do mês	100%
Menos 15% de Royalties (ressarcidos aos Contratados)	85%
Menos Excedente em Óleo (após recuperação de 50%)	35%
Parcela da União (42% do Excedente)	14,70%
Soma das Parcelas dos Contratados	85,30%



■ Há alguma limitação para esta recuperação em relação ao volume mensal de produção?

Sim. Durante a fase de produção, o contratado, a cada mês, poderá se apropriar da parcela de produção correspondente ao Custo em Óleo, respeitado um limite definido em % do valor bruto da produção do Contrato de Partilha de Produção. Cada contrato tem seu regramento. No caso de Libra, por exemplo, os limites de recuperação de custos são 30% e 50%.

■ Uma vez realizado o processo de reconhecimento de custo em óleo em um contrato, como a PPSA calcula o excedente em óleo da União?

Para o cálculo do Excedente em Óleo da União, o operador deverá carregar no SGPP, até o 5º (quinto) dia útil de cada mês, os seguintes dados de produção referentes ao mês imediatamente anterior, entre outros:

- a) Volume de produção;
- b) Preços de Referência do petróleo e do gás natural;
- c) Valores de royalties devidos;
- d) Produção de cada poço produtor, destacando os poços que apresentaram restrição na produção;



e) Produtividade média diária dos poços da área do contrato, bem como a especificação dos poços produtores, excluindo os poços com produção restringida por questões técnicas e operacionais e que estejam computando perda, a critério da gestora.

A metodologia aplicada está descrita nos contratos de Partilha de Produção, que podem ser acessados em nossa Biblioteca Interativa. Em linhas gerais, até o último dia útil de cada mês, a Gestora, por meio do SGPP, encaminhará aos Contratados o relatório de apuração do Excedente em Óleo da contratante do mês referente à Produção no mês anterior, tendo as seguintes informações:

- a)** Saldo acumulado da conta Custo em Óleo;
- b)** Total de royalties devidos pelos contratados no mês;
- c)** Valor bruto da produção do Contrato de Partilha de Produção no mês;
- d)** Excedente em Óleo no mês;
- e)** Alíquota da partilha do Excedente em Óleo no mês;
- f)** Limite mensal para recuperação do Custo em Óleo no mês;
- g)** Excedente em Óleo da contratante no mês;
- h)** Fração de partilha do Petróleo da Contratante no mês.



A cada mês, o petróleo produzido na Área do Contrato será partilhado na proporção definida no relatório de apuração do Excedente em Óleo da União do mês imediatamente anterior, devendo tal regra ser contemplada no Acordo de Disponibilização da Produção de Petróleo ou de Gás Natural a ser celebrado entre os consorciados.

Por que o percentual de excedente em óleo é fixo no leilão e ao longo do projeto é variável?

O CNPE, no exercício de suas atribuições legalmente conferidas, autoriza a ANP a realizar as rodadas de licitações sob o regime de Partilha da Produção, bem como estabelece parâmetros técnicos e econômicos para sua ocorrência. Em consonância, os editais das rodadas fazem referência ao percentual mínimo de Excedente em Óleo para a União, para cada área a ser arrematada, conforme o estabelecido em resolução de lavra do referido conselho.

Assim, quando do leilão, os interessados ofertam um percentual de Excedente em Óleo para a União, em atenção ao mínimo estabelecido, sendo esse o critério definidor para escolha do(s) vencedor(es), que será(ão) o(s) futuro(s) Contratado(s).

Em complemento, e em linha com o previsto em sede de edital, os Contratos de Partilha de Produção dispõem, ainda, acerca dos procedimentos e das métricas para a definição da parcela da União do Excedente em Óleo. Assim, ao longo do projeto, esse percentual varia de acordo com o seu desenvolvimento (notadamente, com o aumento da Produção, ponderado ainda com o preço do Petróleo) conforme contratualmente estabelecido, refletindo diretamente no benefício econômico auferido pela União.



| A gestora faz auditoria dos custos realizados pelo operador?

A auditoria do Custo em Óleo será realizada pela gestora a qualquer tempo, diretamente ou por meio de consultoria especializada, fazendo-se necessária a notificação prévia ao operador com uma antecedência mínima de trinta dias. O prazo máximo para a realização da auditoria do Custo em Óleo é de cinco anos.

| Por que o processo de reconhecimento de custos é importante para a União?

O fato de haver um controle por parte da PPSA na fase da contratação e de reconhecimento de custos garante a adequação dos gastos a cada fase do projeto, em valor alinhado ao mercado. A nossa participação neste processo dá a garantia de que o percentual de petróleo e gás natural devido à União estará de acordo com o que foi pactuado nos contratos de Partilha de Produção.

Expediente

| Autores

André Onofre, Gerente de Tecnologia da Informação

Cláudio Martins Kuyven, Coordenador de Gestão de Projetos e Contratos

Júlio Gontijo, Gerente Executivo de Contratos

Luiz Guilherme Santos, Superintendente de Desenvolvimento e Produção
(à época da produção deste e-book)

Maria Amélia Braga, Consultora Jurídica Adjunta

Vagner da Silva Vasconcelos, Assessor Especial

| Organização

Assessoria Especial de Comunicação e Ouvidoria

Abril de 2022