

Relatório Anual da Administração | **2019**



MENSAGEM DO PRESIDENTE

1

Mensagem do presidente 3

A COMPANHIA

2

Perfil	4
Contrato de Remuneração	5
Governança Corporativa	6
Política de Integridade	8
Gestão de Pessoas	9
Atendimento à sociedade	10
Transformação digital	11

ATIVIDADES REALIZADAS

3

Contratos de Partilha de Produção	12
Marcos dos contratos	17
Conteúdo local	25
Volumes excedentes da cessão onerosa	27
Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção	29
Acordos de Individualização da Produção	34
Equalização de Gastos e Volumes (EGV)	36
Comercialização de petróleo e gás da União	38

INFORMAÇÕES ECONÔMICO-FINANCEIRAS

4

Das operações da companhia	39
Da realização orçamentária	40
Receitas para a União	41

Mesmo antes de chegar à Pré-Sal Petróleo (PPSA), em abril de 2019, eu já estava ciente do enorme desafio que teria para promover o crescimento orgânico da empresa e prepará-la para atender às novas demandas que viriam, principalmente, com o até então previsto Leilão dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa. Entretanto, logo nas primeiras semanas, percebi que tínhamos o principal: uma equipe altamente qualificada e comprometida. Ainda que tivéssemos também um planejamento elaborado para o crescimento da demanda, faltavam, todavia, os recursos de mão de obra e de capital, visto o aumento de trabalho projetado para o próximo quinquênio.

Trabalhamos firmes para instrumentar a empresa. E, em menos de seis meses, a Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) autorizou a contratação de 23 profissionais de livre provimento. Para garantir a qualidade dos serviços frente aos desafios, também adquirimos novos softwares e demos continuidade ao nosso plano de transformação digital, que tem como projeto mais expressivo o Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGPP), lançado em março de 2019.

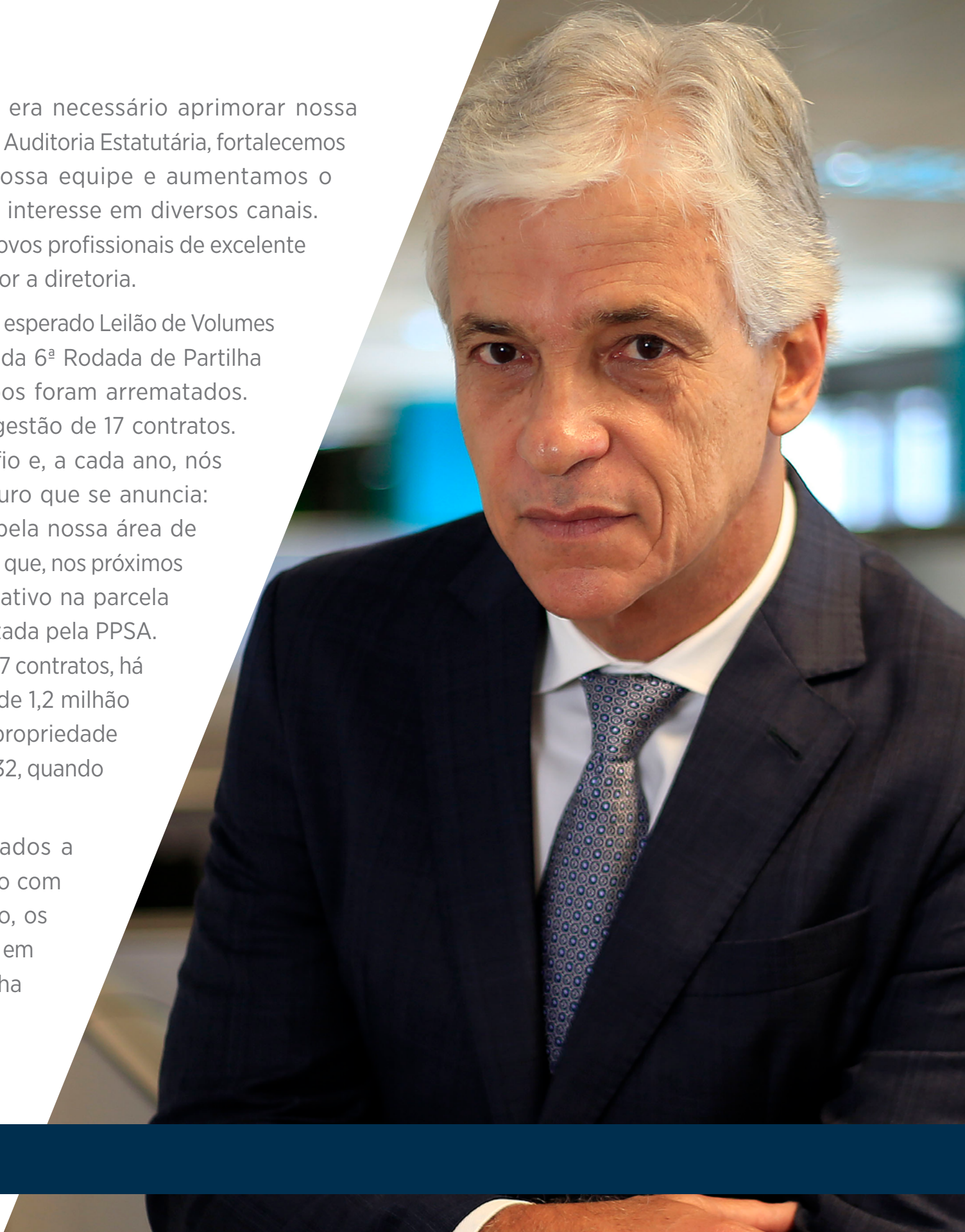
Em regime de colaboração com os operadores, fizemos a gestão de 14 contratos de partilha de produção, com atividades diversas em todos os projetos e possibilidades promissoras de novas descobertas. Comercializamos a parcela de petróleo a qual a União tem direito em dois dos 14 contratos. Simultaneamente, comercializamos o gás da União em dois campos de petróleo. Em outra frente de atuação, representamos a União nos Acordos de Individualização da Produção, transformando as participações do governo em campos de petróleo em novos recursos. Com todas essas atividades, arrecadamos R\$ 848 milhões para os cofres públicos em 2019.

Internamente, entendemos que era necessário aprimorar nossa governança. Criamos um Comitê de Auditoria Estatutária, fortalecemos ações de integridade junto à nossa equipe e aumentamos o relacionamento com públicos de interesse em diversos canais. Além do diretor-presidente, dois novos profissionais de excelente qualificação chegaram para compor a diretoria.

Ao fim de 2019, o governo realizou o esperado Leilão de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa e da 6ª Rodada de Partilha de Produção, quando três campos foram arrematados. Assim, a PPSA passou a fazer a gestão de 17 contratos. Estamos prontos para este desafio e, a cada ano, nós nos preparamos mais para o futuro que se anuncia: estudo realizado em novembro pela nossa área de Planejamento Estratégico mostrava que, nos próximos anos, haverá crescimento significativo na parcela de óleo da União a ser comercializada pela PPSA. Com a produção esperada para os 17 contratos, há indicativos de que teremos cerca de 1,2 milhão de barris de petróleo por dia de propriedade da União para comercializar em 2032, quando a atividade alcançará seu pico.

Seguimos cada vez mais motivados a continuar cumprindo nossa missão com êxito, maximizando, ano após ano, os resultados econômicos para a União em suas atividades no regime de partilha de produção.

Eduardo Gerik
Diretor-presidente



Perfil

.....
Contrato de Remuneração entre a União e a Pré-Sal Petróleo

Governança Corporativa

Política de Integridade

Gestão de Pessoas

Atendimento à sociedade

Transformação digital

Criada em novembro de 2013, a Pré-Sal Petróleo atua em três grandes frentes: gestão dos Contratos de Partilha de Produção, representação da União nos Acordos de Individualização ou Unitização da Produção e comercialização de óleo e gás natural da União. É uma empresa com visão moderna, que reúne uma equipe técnica de excelência e atitude colaborativa. Tem como propósito empregar todo o seu conhecimento e capacidade de gestão, para garantir à União os melhores resultados econômicos em todas as suas atividades.

Com escritório no Rio de Janeiro, conta com uma estrutura enxuta e equipe qualificada. Em 2019, fez a gestão de 14 Contratos de Partilha de Produção, realizou diversas atividades representando a União nos acordos de individualização da produção e comercializou o petróleo e o gás de direito da União. Encerrou o ano com uma arrecadação de R\$ 848 milhões e com planos de crescimento. A partir de 2020, fará a gestão de 17 contratos, com possibilidade de aumentar ainda mais a sua carteira a partir da realização de novas rodadas de partilha de produção nos próximos anos.



MISSÃO

Maximizar os resultados econômicos nos Contratos de Partilha de Produção, na representação da União nos procedimentos de individualização da produção e na Gestão dos Contratos de Comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União.



VISÃO

Merecer o reconhecimento da sociedade, na qualidade de sócia dos consórcios, pela eficiência na gestão e viabilização econômica dos projetos, conciliando os interesses da União com o avanço da indústria nacional e o desenvolvimento social.



VALORES

Defesa do interesse nacional
 Retidão e idoneidade
 Clareza e transparência
 Capacitação e competência técnica

Perfil

Contrato de Remuneração entre a União e a Pré-Sal Petróleo

Governança Corporativa

Política de Integridade

Gestão de Pessoas

Atendimento à sociedade

Transformação digital

Os recursos para custeio das atribuições legais da Pré-Sal Petróleo advêm do Contrato de Remuneração com o Ministério de Minas e Energia (MME). O contrato prevê a contrapartida para remuneração dos serviços prestados à União na gestão dos Contratos de Partilha de Produção, na representação da União nos procedimentos de individualização da produção de petróleo e gás natural, e nos acordos deles decorrentes, e pela gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme previstos em lei.

A remuneração pela gestão e representação da União nos contratos é proporcional ao número de contratos, à dimensão dos blocos, à quantidade de módulos da etapa de desenvolvimento e à vazão de fluidos produzidos, de acordo com as fases e as etapas de cada um deles. Como condição para o pagamento, a Pré-Sal Petróleo deve elaborar um Relatório Mensal de Remuneração com todas as informações sobre os contratos e as representações sob responsabilidade da empresa, além do valor a ser recebido. O Contrato de Remuneração foi assinado em 30 de novembro de 2015.



Perfil

Contrato de Remuneração entre a União e a Pré-Sal Petróleo

Governança Corporativa

- Política de Integridade
- Gestão de Pessoas
- Atendimento à sociedade
- Transformação digital



Da esquerda para à direita: Paulo Carvalho, Eduardo Gerck, Samir Awad e Osmond Coelho

Ao longo de 2019, a Pré-Sal Petróleo aprimorou sua Governança Corporativa, com melhorias dos processos desenvolvidos, identificação de oportunidades e mitigação de riscos. A empresa passou a contar com a atuação do Comitê de Auditoria (COAUD- órgão que assessora o Conselho de Administração), formalizou sua associação ao Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC - organização sem fins lucrativos, reconhecida no Brasil como a principal referência para a difusão das melhores práticas de governança corporativa), contratou uma consultoria para implantar seu Programa de Integridade e realizou treinamentos de *compliance* para seus empregados, diretores e membros dos diversos colegiados.

O Estatuto Social da Pré-Sal Petróleo traz uma série de regramentos que norteiam os atos da administração e definem a estrutura organizacional interna e as funções das áreas que a compõem. Desde abril, a companhia passou a ser presidida pelo engenheiro José Eduardo Vinhaes Gerck. No

segundo semestre, os engenheiros Samir Awad e Osmond Coelho assumiram as diretorias de Administração, Controle e Finanças e de Gestão de Contratos, respectivamente. Ao lado de Paulo Carvalho, diretor-técnico e de Fiscalização, eles compõem a Diretoria Executiva, órgão colegiado responsável por exercer a Gestão dos Negócios da companhia, de acordo com a missão, políticas e estratégia aprovadas pelo Conselho de Administração. O prazo de gestão da Diretoria Executiva é unificado de dois anos, sendo permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas.

Conheça a atuação e as competências de cada órgão da governança da companhia e tenha acesso às atas de reuniões



Perfil

Contrato de Remuneração entre a União e a Pré-Sal Petróleo

Governança Corporativa

Política de Integridade

Gestão de Pessoas

Atendimento à sociedade

Transformação digital

Marcos 2019

- ▶ Eleição de novos membros para a Diretoria e Conselhos de Administração e Fiscal;
- ▶ Início de atuação do COAUD;
- ▶ Associação ao Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC);
- ▶ Aprovação das demonstrações contábeis relativas ao exercício social de 2018;
- ▶ Aprovação do Programa de Dispêndios Globais (PDG) e Orçamento de Investimentos (OI) de 2020;
- ▶ Aprovação da Política de Transações com Partes Relacionadas;
- ▶ Aprovação do Plano Anual de Negócios 2020;
- ▶ Contratação de empresa para implantação do Programa de Integridade;
- ▶ Aprovação de alteração do Estatuto Social da PPSA; e
- ▶ Aprovação do Planejamento Estratégico 2020-2024.

Perfil

Contrato de Remuneração entre a União e a Pré-Sal Petróleo

Governança Corporativa

► Política de Integridade

Gestão de Pessoas

Atendimento à sociedade

Transformação digital

Está em curso na empresa a implantação do Programa de Integridade, que tem por objetivo criar todos os elementos para mitigar os riscos de integridade, promovendo a cultura ética e, conseqüentemente, resguardando a sua imagem e reputação. A companhia está comprometida em manter padrões de integridade, ética e governança na condução dos seus negócios e adota tolerância zero com relação à corrupção.

Como parte dos esforços, a empresa realizou, em 2019, a Semana da Integridade com seus empregados.

O trabalho culminou com a palestra “*Compliance Anticorrupção*”, ministrada pelo presidente do Instituto Compliance Rio (ICRio), Leandro de Matos Coutinho, e pela diretora do órgão, Anna Carvalho. Em paralelo, todos os membros dos colegiados participaram do treinamento sobre *compliance*. Estão em andamento a elaboração do Procedimento Anticorrupção, a atualização do Código de Conduta e Integridade, a contratação de canal externo de denúncias, entre outras iniciativas.

Perfil

Contrato de Remuneração entre a União e a Pré-Sal Petróleo

Governança Corporativa

Política de Integridade

Gestão de Pessoas

Atendimento à sociedade

Transformação digital

Para dar suporte ao crescimento das atividades da empresa, o quadro de pessoal foi reforçado em 2019. A companhia iniciou o ano com uma equipe de 30 empregados, 14 profissionais temporários (com período de permanência até 31 de dezembro de 2019) e quatro diretores. Diante do aumento previsto de demanda de trabalho para os próximos anos, a Pré-Sal Petróleo obteve autorização da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) para expansão do quadro de livre provimento de 30 para 53 posições. Parte da nova equipe foi contratada no último bimestre de 2019.

Dessa forma, o quadro de pessoal previsto para a

PPSA, de acordo com o seu Estatuto Social, é de até 150 empregados concursados e 53 posições de livre provimento. Cerca de 80% dos profissionais da empresa possuem cursos de especialização, mestrado ou doutorado. Em 2019, a equipe participou de diversos eventos técnicos do setor, para aprimorar seus conhecimentos, e realizou palestras em eventos nacionais e internacionais sobre a gestão dos contratos de partilha de produção, a representação da União nos contratos de unitização e a comercialização do petróleo e gás.

Para preparar a empresa para um futuro processo seletivo público, está sendo revisado o Plano de Cargos e Salários (PCS) e desenvolvida uma proposta para a criação do Plano de Funções, com suporte de uma consultoria externa especializada no tema. O plano deverá ser enviado para aprovação da SEST ainda no primeiro semestre de 2020.

A alta liderança da empresa está comprometida em manter um ambiente colaborativo, trabalhando de “portas abertas” e integrada à equipe. Para dar apoio às atividades, a Pré-Sal Petróleo mantém contratos de prestação de serviços nas áreas de secretaria, *help desk* e serviços gerais, bem como dois estagiários para dar suporte à Consultoria Jurídica e à Auditoria Interna.



Perfil

Contrato de Remuneração entre a União e a Pré-Sal Petróleo

Governança Corporativa

Política de Integridade

Gestão de Pessoas

Atendimento à sociedade

Transformação digital

A Pré-Sal Petróleo conta com quatro canais de comunicação para atendimento à sociedade: Fale Conosco, e-SIC (Serviço de Informações ao Cidadão), SeCI (Sistema Eletrônico de Prevenção de Conflito de Interesses do Governo Federal) e e-Ouv (Sistema de Ouvidorias do Poder Executivo Federal). Para se comunicar diretamente com a sociedade, a empresa iniciou, em 2019, a produção de conteúdo no LinkedIn.



Qualquer pessoa pode pedir informações à empresa por meio do Fale Conosco, um espaço reservado para o contato direto do cidadão com a empresa.

SeCI

O SeCI – Sistema Eletrônico de Prevenção de Conflito de Interesses permite ao servidor ou empregado público federal fazer consultas e pedir autorização para exercer atividade privada, bem como acompanhar as solicitações em andamento e interpor recursos contra as decisões emitidas.



Iniciamos nossa atuação no LinkedIn em agosto do ano passado, com o objetivo de aumentar a divulgação de informações sobre a empresa, em um contato direto com a sociedade. Encerramos 2019 com mais de 2,6 mil seguidores.

Acesse os
nossos canais



O Sistema Eletrônico do Serviço de Informações ao Cidadão (e-SIC) permite que qualquer pessoa, física ou jurídica, encaminhe pedidos de acesso à informação, acompanhe prazos e receba a resposta da solicitação realizada para órgãos e entidades do Executivo Federal. O cidadão ainda pode, sem burocracia, entrar com recursos e apresentar reclamações. Em 2019, recebemos 33 solicitações de informações pelo e-SIC. Nosso tempo médio de resposta foi de cinco dias, embora o tempo legal seja de 20.



Mantemos um canal de ouvidoria que atende os empregados, os administradores e a sociedade. O e-Ouv é o Sistema de Ouvidorias do Poder Executivo Federal que recebe as manifestações dos cidadãos, analisa, orienta e encaminha às áreas responsáveis pelo tratamento ou apuração do caso. Em 2019, recebemos 12 manifestações atendidas dentro do prazo legal. Estamos trabalhando em um canal de denúncias próprio.

Perfil

Contrato de Remuneração entre a União e a Pré-Sal Petróleo

Governança Corporativa

Política de Integridade

Gestão de Pessoas

Atendimento à sociedade

Transformação digital

Em linha com a inovação em curso por todo o mercado, a companhia está em meio à sua transformação digital. A empresa tem trabalhado em diversos projetos, sendo o mais expressivo o desenvolvimento de uma plataforma digital para fazer a gestão de dados de todos os contratos, batizada de Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGPP).

O SGPP conta com dez módulos, e todos aqueles relacionados à gestão dos contratos de partilha de produção vêm sendo, desde julho de 2019, plenamente utilizados nos contratos de Libra, Uirapuru, Alto de Cabo Frio Central, Peroba, Dois Irmãos, Três Marias, Alto de Cabo Frio Oeste e Sul do Gato do Mato. O sistema agilizou atividades de gestão do conteúdo local, da auditoria do custo em óleo, do reconhecimento e recuperação de custos nos contratos – funções essas

realizadas continuamente nos contratos. A equipe técnica da empresa também passou a ter acesso, pelo sistema, ao monitoramento da produção total de óleo e gás de cada contrato e ao cálculo do excedente em óleo da União, indicador importante, uma vez que a companhia comercializará essa produção.

Com o SGPP, a empresa passou a ter o fluxo de trabalho automatizado, reduzindo erros e facilitando tomadas de decisão. Entre os principais benefícios registrados estão a governança dos processos, a eficiência operacional, a visibilidade integral da operação e a agilidade para o negócio.

Além de auxiliar na gestão dos contratos de partilha de produção, o sistema é utilizado nas atividades de comercialização e no registro de todas as negociações realizadas com parceiros para o fechamento de Acordos de Individualização da Produção (AIP).

A implantação do SGPP, um sistema moderno, escalável e capaz de ser ainda aprimorado com ferramentas de análise de relatórios e de inteligência artificial, é um primeiro exemplo das ações que a companhia vem tomando para a sua transformação digital. Ao longo de 2019, a empresa trabalhou também no desenvolvimento do Sistema de Gestão da Informação (SGI) e no desenvolvimento do Sistema de Gestão de Contratos (SGC), ambos desenvolvidos internamente.

Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União



O regime de partilha da produção vigora no Polígono do Pré-Sal e em áreas estratégicas (Bacias de Campos e Santos) desde 2010. O polígono compreende uma área de aproximadamente 149 mil quilômetros quadrados, no mar territorial entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, e concentra as mais importantes descobertas de petróleo e gás natural dos últimos anos.

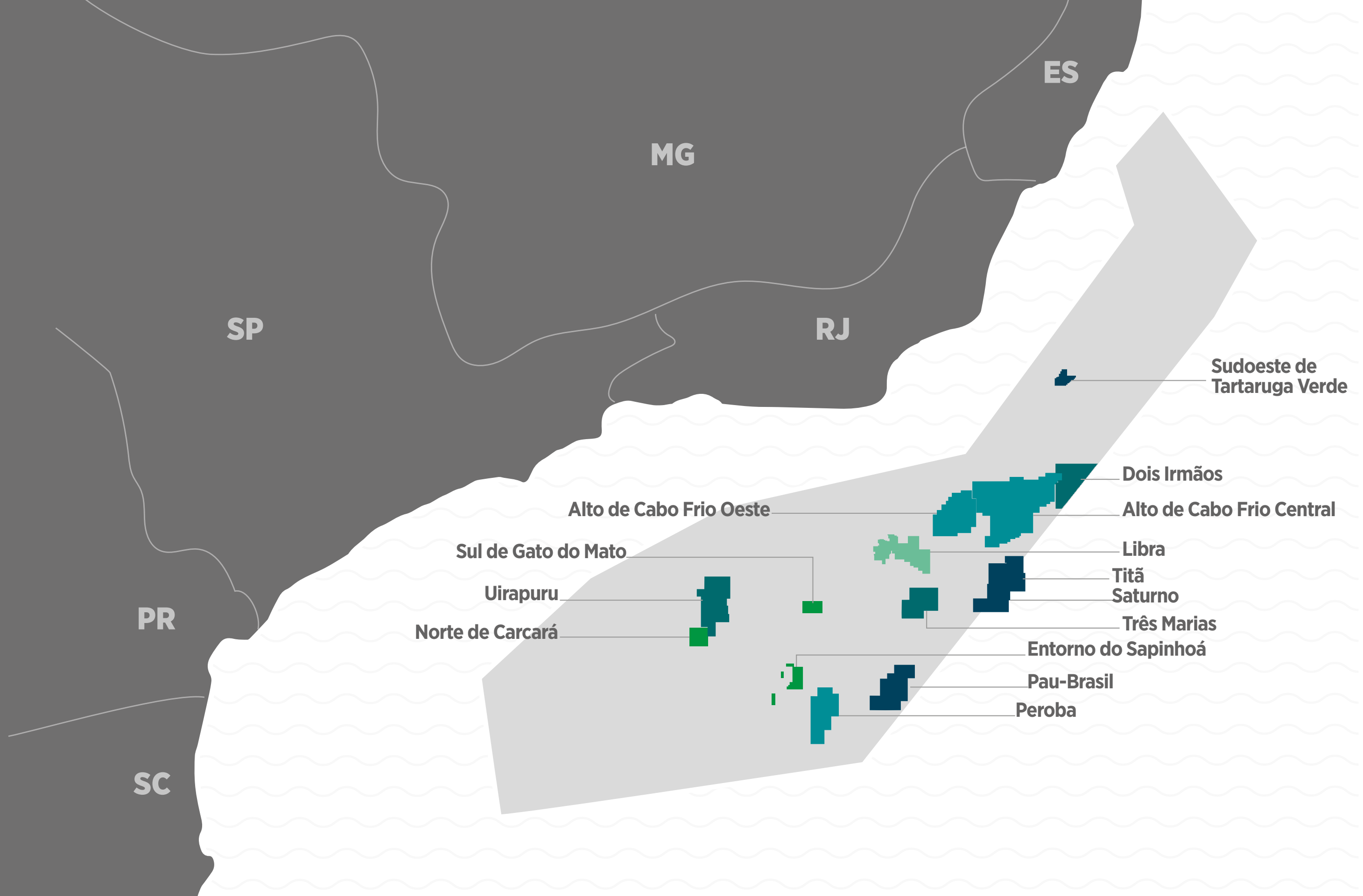
O regime de partilha de produção é utilizado em localidades com potencial para grandes reservas e grandes volumes de produção de petróleo. No Brasil, visando à preservação do interesse nacional, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) autoriza a licitação das áreas, a ser realizada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Durante as rodadas licitatórias, há disputas por cada bloco. No modelo de leilão em vigor, o bônus é fixo, e são considerados vencedores os consórcios

participantes que oferecem a maior parcela de excedente em óleo para a União.

Em 2013, a Pré-Sal Petróleo passou a fazer a gestão do Contrato de Partilha de Produção (CPP) de Libra, leiloado na 1ª Rodada de Partilha de Produção promovida pela ANP. Em 2018, foram assinados outros 13 novos contratos, oriundos das 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção, realizadas em outubro de 2017; e das 4ª e 5ª Rodadas, ocorridas em junho e setembro de 2018.

A tabela e o mapa a seguir apresentam os 14 contratos em regime de partilha em vigor em 2019, com detalhamento dos consórcios e excedente em óleo ofertado para cada área. Observa-se que, em muitas áreas, o excedente ofertado foi muito além do mínimo proposto no leilão.

ÁREA	RODADA	OPERADOR	CONSORCIADOS	MÍNIMO DE EXCEDENTE EM ÓLEO DA UNIÃO	EXCEDENTE EM ÓLEO DA UNIÃO OFERTADO
Libra	1	Petrobras (40%)	Shell (20%),Total (20%), CNPC (10%) e CNOOC (10%)	41,65%	41,65%
Sul de Gato do Mato	2	Shell (80%)	Total (20%)	11,53%	11,53%
Entorno de Sapinhoá	2	Petrobras (45%)	Shell (30%) e Repsol (25%)	10,34%	80%
Norte de Carcará	2	Equinor (40%)	ExxonMobil (40%) e Petrogal (20%)	22,08%	67,12%
Peroba	3	Petrobras (40%)	BP (40%) e CNODC Brasil (20%)	13,89%	76,96%
Alto de Cabo Frio Oeste	3	Shell (55%)	QPI (25%) e CNOOC (20%)	22,87%	22,87%
Alto de Cabo Frio Central	3	Petrobras (50%)	BP (50%)	21,38%	75,80%
Uirapuru	4	Petrobras (30%)	ExxonMobil (28%), Equinor (28%) e Petrogal (14%)	22,18%	75,49%
Dois Irmãos	4	Petrobras (45%)	BP (30%) e Equinor (25%)	16,43%	16,43%
Três Marias	4	Petrobras (30%)	Shell (40%) e Chevron (30%)	8,32%	49,95%
Saturno	5	Shell Brasil (45%)	Chevron Brasil (45%) e Ecopetrol (10%)	17,54%	70,20%
Titã	5	ExxonMobil Brasil (64%)	QPI Brasil (36%)	9,53%	23,49%
Pau Brasil	5	BP Energy (50%)	CNOOC (30%) e Ecopetrol (20%)	14,40%	63,79%
Sudoeste de Tartaruga Verde	5	Petrobras (100%)	Petrobras (100%)	10,01%	10,01%



Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

Em novembro de 2019, outros três blocos foram arrematados em regime de partilha de produção, sendo dois na Rodada de Excedentes da Cessão Onerosa (descritos em detalhes a seguir) e um na 6ª Rodada de Partilha de Produção. Esses contratos também passaram a ser geridos pela PPSA a partir de março de 2020.

Búzios	Rodada do Excedente da Cessão Onerosa	Petrobras (90%)	CNODC Brasil (5%) e CNOOC Petroleum (5%)	23,24%	23,24%
Itapu	Rodada do Excedente da Cessão Onerosa	Petrobras (100%)	Petrobras (100%)	18,15%	18,15%
Aram	6ª Rodada	Petrobras (80%)	CNODC Brasil (20%)	29,96%	29,96%

[Acesse aqui os Contratos de Partilha de Produção](#)

Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

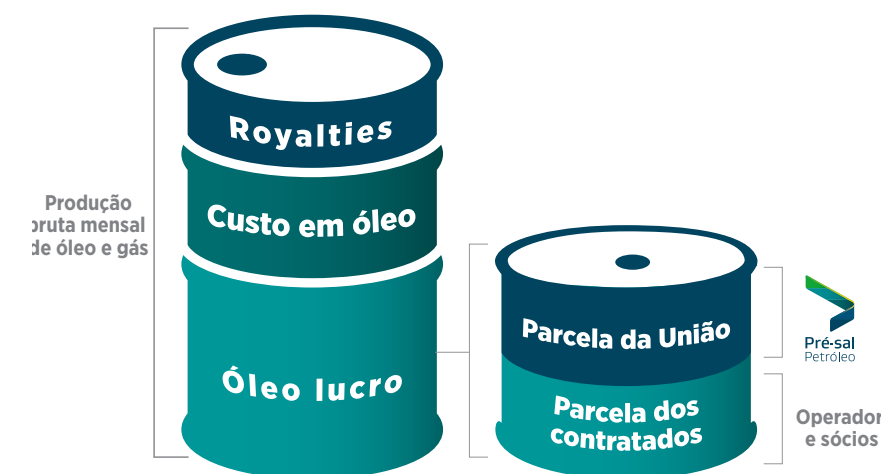
Para calcular a participação da União e dos demais parceiros de cada projeto, descontam-se mensalmente, do total da produção de cada campo, os royalties pagos e a recuperação dos custos reconhecidos da operação, limitados ao teto de recuperação definido no contrato. Tais custos são denominados “custos em óleo” e também são previstos no contrato. Essa produção líquida representa o “excedente em óleo”, também chamado de “óleo lucro”, que é mensalmente partilhado entre a União e as empresas contratadas. Deste, a União retira a sua parte, segundo a tabela das alíquotas da União sobre o excedente em óleo contida no contrato. O restante é partilhado entre as companhias contratadas de acordo com os seus respectivos percentuais de participação.

Como gestora dos contratos, a PPSA acompanha, contribui tecnicamente e aprova a execução dos projetos nas fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, bem como preside o comitê operacional dos diversos consórcios. A atividade compreende também monitorar, aprovar e auditar os gastos com custeio e investimento passíveis de recuperação pelos contratados, via a quantidade de petróleo produzido.

Também cabe à empresa verificar o cumprimento do conteúdo nacional no desenvolvimento das jazidas petrolíferas do Polígono do Pré-Sal e prestar as informações necessárias para que a ANP exerça suas funções regulatórias.

Em 2019, a Pré-Sal Petróleo realizou atividades de gestão nos 14 contratos, revisou e simplificou seus procedimentos de aprovação de *ballots* (votos) e de governança dos contratos.

A seguir, um detalhamento das principais atividades realizadas em cada contrato.



Libra



▶ Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção

Contratos da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção

Contratos da 4ª Rodada de Partilha de Produção

Contratos da 5ª Rodada de Partilha de Produção

Data da licitação: 21/10/2013.

Data da assinatura do contrato: 02/12/2013.

Contratados: Petrobras (operador, 40%), Shell (20%), Total (20%), CNOOC (10%) e CNOOC (10%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 15 bilhões e 41,65%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 30-50%.

Características: área de 1.547km², expectativa original de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões de boe; teor de CO₂ no gás produzido da ordem de 44%.

Libra, na Bacia de Santos, foi o primeiro Contrato de Partilha de Produção assinado no Brasil, explorado pelo consórcio formado pela Petrobras, Shell, Total, CNOOC e CNOOC. A Petrobras declarou, em novembro de 2017, a comercialidade da Área de Desenvolvimento de Mero no bloco exploratório de Libra. A área produz atualmente por meio de um Sistema de Produção Antecipado (SPA), utilizando o FPSO Pioneiro de Libra, e prevê a instalação de quatro Unidades Estacionárias de Produção (UEP), todas do tipo FPSO (Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência), estando duas já contratadas. Até dezembro de 2019, o FPSO Pioneiro de Libra atingiu a produção acumulada da ordem de 22,8 milhões de barris de óleo.

Principais marcos em 2019

- ▶ Realizado o acompanhamento das operações do FPSO Pioneiro de Libra, obtendo-se informações importantes de reservatórios, operação da planta de processamento, reinjeção de gás e o uso de linhas flexíveis;
- ▶ Conclusão dos poços 9-MRO-06D-RJS e 8-MRO-04-RJS, início da perfuração do poço 7-MRO-07-RJS e completação do 3-RJS-741-RJS;
- ▶ Assinada a contratação do FPSO de Mero 2 com a empresa SBM (vencedora da licitação) para afretamento e serviços, e iniciada a sua construção;
- ▶ Aprovado o início do processo de contratação do FPSO de Mero 3 e lançada a licitação no mercado;
- ▶ Iniciada a discussão da contratação do FPSO Mero 4, com previsão de ida ao mercado em meados de 2020;
- ▶ Realizada auditoria de custo em óleo referente ao exercício de 2017;
- ▶ Iniciado o processo de reconhecimento de custos e de acompanhamento da produção utilizando o Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção (SGPP);
- ▶ Concluída a aquisição sísmica 4D operando com o sistema Ocean Bottom Nodes (OBN);
- ▶ Validada a descoberta (PAD) e solicitada ao MME e à ANP a extensão da fase exploratória por mais cinco anos das áreas central e sudeste;
- ▶ Atingida, pelo FPSO Pioneiro de Libra, uma produção acumulada de 22,8 milhões de barris de óleo até o fim de 2019, sendo 3,4 milhões de barris destinados à União (excedente de óleo da União); e
- ▶ Dada continuidade a vários projetos de tecnologia, com destaque para: sistema Hi-Sep, CTV (Cargo Transfer Vessel), CMS (Carbon Molecular Sieves), Libra Digital (*digital twins*), energia eólica *offshore*, *human factors*, emprego do supercomputador Santos Dumont e sistema de monitoramento de *risers*.

Sul do Gato do Mato



Data da licitação: 27/10/2017

Data da assinatura do contrato: 31/01/2018.

Contratados: Shell (operador, 50%), Ecopetrol (30%) e Total (20%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 100 milhões e 11,53%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 129km².

Sul de Gato do Mato é uma continuação do Bloco BM-S-54, onde está a descoberta de Gato do Mato, na Bacia de Santos. O início da produção está previsto para o terceiro trimestre de 2023. A Shell anunciou, em outubro de 2019, a venda de 30% de sua participação no projeto de Gato do Mato – que engloba os blocos exploratórios BM-S-54 e Sul de Gato do Mato – para a Ecopetrol. Com a negociação, a Shell continuará como operadora do projeto, com 50% de participação, tendo a Ecopetrol e a Total como parceiras.

Principais marcos em 2019

- ▶ Perfurado o poço GdM #3, parte do PEM, obtendo resultados melhores do que o esperado. Tal fato motivou a inclusão de um poço adicional no PAD conjunto em 2020, para confirmação de continuidade das características permoporosas do reservatório na direção norte;
- ▶ Concluída a negociação do Pré-AIP entre o CPP de SdGM e a concessão do BM-S-54 e do Acordo de Confidencialidade com o BM-S-54;
- ▶ Aprovada a estratégia de contratação do futuro FPSO para a produção da jazida compartilhada;
- ▶ Iniciada a aquisição da sísmica OBN; e
- ▶ Iniciado o processo de reconhecimento de custos utilizando o SGPP.

Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção

▶ Contratos da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção

Contratos da 4ª Rodada de Partilha de Produção

Contratos da 5ª Rodada de Partilha de Produção

Entorno de Sapinhoá



Data da licitação: 27/10/2017.

Data da assinatura do contrato: 31/01/2018.

Contratados: Petrobras (operador, 45%), Shell (30%) e Repsol (25%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 200 milhões e 80%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 214km².

A área de Entorno de Sapinhoá é a continuação da área de Sapinhoá declarada comercial pela Petrobras em dezembro de 2011. O campo, na porção central da Bacia de Santos, começou a produzir em janeiro de 2013 e, em julho de 2017, a Petrobras enviou à ANP as declarações de comercialidade das áreas adjacentes ao Campo de Sapinhoá. A área foi adquirida pelo mesmo consórcio de Sapinhoá em 2017, na 2ª Rodada de Partilha de Produção. O campo, localizado em águas ultraprofundas, produz 250 mil barris de petróleo por dia (total da jazida compartilhada), por meio dos FPSOs Cidade de São Paulo e Cidade de Ilhabela.

Principais marcos em 2019

- ▶ Aprovada a locação do poço ADR-NE para aquisição de dados de reservatório;
- ▶ Aprovada a tabela de HH para vigência em 2019; e
- ▶ Realizado o reconhecimento de custos e cálculo do excedente em óleo em curso.

Norte de Carcará



Data da licitação: 27/10/2017.

Data da assinatura do contrato: 31/01/2018.

Contratados: Equinor (operador, 40%), Exxon (40%) e Petrogal (20%).

Bônus e percentual de excedente em óleo: R\$ 3 bilhões e 67,12%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 313km².

Norte de Carcará é explorado pelo consórcio formado pela Equinor, Exxon e Petrogal. As declarações de comercialidade de Carcará e Norte de Carcará foram entregues à ANP em fins de 2019, sendo que as áreas passaram a ser designadas como Campo de Bacalhau (área de concessão) e Campo de Bacalhau Norte (área de partilha). A primeira unidade de produção, com capacidade para 220 mil barris por dia de petróleo e 15 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural, será a maior do país e deve entrar em operação em 2024. Uma segunda plataforma ainda está em estudo. No momento, o consórcio discute o Plano de Desenvolvimento e a unitização dos campos de Bacalhau e Bacalhau Norte.

Principais marcos em 2019

- ▶ Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área;
- ▶ Licitadas as empresas responsáveis por engenharia e construção (após a sanção do projeto) dos equipamentos e instalações submarinas e do FPSO para Bacalhau Fase 1 (Bacalhau e Bacalhau Norte);
- ▶ Concluído o DST (Drill – Stem Test – teste de formação) do poço 3-EQN-3-SPS (Carcará Leste), com resultados promissores;
- ▶ Concluída a avaliação da jazida e submetidos à ANP o Relatório Final de Avaliação de Descoberta (RFAD) e as Declarações de Comercialidade dos Campos de Bacalhau e Bacalhau Norte;
- ▶ Iniciado o processo de discussão do Plano de Desenvolvimento da jazida compartilhada, previsto para ser entregue à ANP em 2020; e
- ▶ Iniciado o processo de unitização da jazida compartilhada, previsto para encerrar-se em 2020.

Alto de Cabo Frio Central



Data da licitação: 27/10/2017.

Data da assinatura do contrato: 31/01/2018.

Contratados: Petrobras (operador, 50%) e BP (50%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 500 milhões e 75,86%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 3.674km².

O Bloco Alto de Cabo Frio Central foi arrematado na 3ª Rodada de Partilha de Produção pelo consórcio formado pela Petrobras e BP. O excedente em óleo lucro é de 75,86%. O ano de 2019 foi dedicado principalmente a trabalhos de geologia e geofísica para aperfeiçoamento da interpretação da área e na preparação de licitações para o poço pioneiro (exploratório), especialmente a concorrência para contratação da sonda, que deve ser feita em compartilhamento com outros blocos operados pela Petrobras no Pré-Sal.

Principais marcos em 2019

- ▶ Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área;
- ▶ Concluído o processo de licenciamento ambiental para perfuração do poço exploratório, com início previsto para o primeiro trimestre de 2021; e
- ▶ Realizadas reuniões com o operador acerca da estratégia de *procurement* para a perfuração do poço exploratório.

Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção

▶ Contratos da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção

Contratos da 4ª Rodada de Partilha de Produção

Contratos da 5ª Rodada de Partilha de Produção

Alto de Cabo Frio Oeste



Data da licitação: 27/10/2017.

Data da assinatura do contrato: 31/01/2018.

Contratados: Shell (operador, 55%), QPI (25%) e CNOOC (20%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 350 milhões e 22,87%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 1.383km².

Alto de Cabo Frio Oeste, pré-sal da Bacia de Santos, foi arrematado pelo consórcio formado por Shell, CNOOC Petroleum e QPI na 3ª Rodada de Partilha de Produção. O consórcio ofereceu 22,87% de excedente em óleo para a União. Em setembro de 2019, a Shell recebeu do Ibama a licença para a perfuração de até três poços exploratórios. Em dezembro, foi concluída a perfuração do primeiro poço.

Principais marcos em 2019

- ▶ Emitida pelo IBAMA, em setembro de 2019, licença para perfuração de três poços exploratórios;
- ▶ Concluída em dezembro de 2019, pela sonda Brava Star da Constellation, a perfuração do primeiro poço exploratório (prospecto Vidigal), compromisso firme do PEM, cujos resultados serão analisados em 2020 para avaliar a perfuração dos dois poços contingentes previstos; e
- ▶ Iniciado o processo de reconhecimento de custo utilizando o SGPP.

Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção

▶ Contratos da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção

Contratos da 4ª Rodada de Partilha de Produção

Contratos da 5ª Rodada de Partilha de Produção

Peroba



Data da licitação: 27/10/2017.

Data da assinatura do contrato: 31/01/2018.

Contratados: Petrobras (operador, 40%), BP (40%) e CNODC (20%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 2 bilhões e 76,96%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 1.073km².

O Bloco de Peroba foi arrematado pelo consórcio formado pela Petrobras, CNODC e BP Energy na 3ª Rodada de Partilha de Produção. O consórcio ofereceu 76,96% de excedente em óleo para a União. Peroba está localizada em lâmina d'água de cerca de 2,1 mil metros e a cerca de 300 quilômetros ao sul da cidade do Rio de Janeiro. Já foi concluído o poço Peroba-1, cujos resultados estão em análise.

Principais marcos em 2019

- ▶ Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área;
- ▶ Concluído o poço Peroba-1, cujos resultados estão em análise pelo consórcio; e
- ▶ Concluído o processo de auditoria da Metodologia de Cálculo dos Custos de Pessoal (HH) do Operador, o que permitiu a aprovação da tabela de HH do operador para 2018 e 2019.

Uirapuru



Data da licitação: 07/06/2018.

Data da assinatura do contrato: 17/12/2018.

Contratados: Petrobras (operador, 30%), Equinor (28%), ExxonMobil (28%) e Petrogal (14%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 2,65 bilhões e 75,49%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 1.285km².

Na 4ª rodada de Partilha da Produção, Uirapuru, no pré-sal da Bacia de Santos, foi o principal bloco ofertado, com bônus de assinatura de R\$ 2,65 bilhões. O consórcio, liderado pela Equinor no vizinho Norte de Carcará, apresentou a melhor oferta, mas a Petrobras exerceu o seu direito de preferência e passou a integrar o consórcio como operadora (30%). O consórcio iniciou, em novembro de 2019, a perfuração do primeiro poço de Uirapuru.

Principais marcos em 2019

- ▶ Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área;
- ▶ Concluído o processo de auditoria da Metodologia de Cálculo dos Custos de Pessoal (HH) do Operador, o que permitiu a aprovação da tabela de HH do operador para 2018 e 2019; e
- ▶ Realizadas reuniões sobre estratégia de suprimento de bens e serviços, que conduziu a adesões de contrato suportando a perfuração de Araucária S (1-SPS-107 e repetições), iniciada em novembro de 2019, e ao planejamento das contratações para os eventuais poços contingentes.

Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção

Contratos da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção

▶ Contratos da 4ª Rodada de Partilha de Produção

Contratos da 5ª Rodada de Partilha de Produção

Três Marias



Data da licitação: 07/06/2018.

Data da assinatura do contrato: 17/12/2018.

Contratados: Petrobras (operador, 30%), Chevron (30%) e Shell (40%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 100 milhões e 49,95%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 821km².

Três Marias foi o segundo bloco da Bacia de Santos ofertado na 4ª Rodada de Partilha. A Petrobras exerceu seu direito de preferência, ficando com 30% de participação na área, ao lado de Chevron e Shell. O consórcio ofereceu 49,95% de óleo excedente, um ágio de 500,36% em relação ao percentual mínimo do edital (8,32%).

Principais marcos em 2019

- ▶ Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área; e
- ▶ Realizadas reuniões com o operador acerca da estratégia de *procurement* para a perfuração do poço exploratório, com início previsto para o primeiro trimestre de 2021.

Dois Irmãos



Data da licitação: 07/06/2018.

Data da assinatura do contrato: 17/12/2018.

Contratados: Petrobras (operador, 45%), Equinor (25%) e BP (30%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 400 milhões e 16,43%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 1.414km².

O Bloco Dois Irmãos, na Bacia de Campos, foi arrematado na 4ª Rodada de Partilha de Produção em lance único pelo consórcio formado por Petrobras, Equinor e BP. A ANP aprovou, em maio de 2019, o Programa Exploratório Mínimo (PEM) do consórcio. O ano de 2019 foi dedicado principalmente aos trabalhos de geologia, geofísica; e preparação de licitações para a perfuração do poço pioneiro (exploratório), especialmente a da sonda, que deve ser compartilhada com outros blocos operados pela Petrobras no pré-sal.

Principais marcos

- ▶ Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área; e
- ▶ Definida, em dezembro de 2019, a locação do poço exploratório, com início da perfuração previsto para o primeiro trimestre de 2021.

Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção

Contratos da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção

▶ Contratos da 4ª Rodada de Partilha de Produção

Contratos da 5ª Rodada de Partilha de Produção

Saturno



Data da licitação: 28/09/2018.

Data da assinatura do contrato: 17/12/2018.

Contratados: Shell (operador, 45%), Chevron (45%) e Ecopetrol (10%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 3,125 bilhões e 70,20%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 1.100km².

A área de Saturno foi arrematada na 5ª Rodada de Partilha de Produção pelo consórcio formado pela Shell (operadora), com 50%; e pela Chevron, com os outros 50%, que ofereceu um excedente em óleo da União de 70,2% (ágio de 300% em relação ao mínimo exigido). O Contrato de Partilha da Produção foi assinado em dezembro de 2018, e o Programa Exploratório Mínimo é de um poço firme a ser perfurado em 2020. No caso de sucesso do pioneiro, a estratégia exploratória do consórcio contempla a perfuração de até mais quatro poços contingentes. No fim de 2019, houve a aprovação da mudança na formação do consórcio com a entrada da Ecopetrol.

Principais marcos em 2019

- ▶ A Shell iniciou, junto ao Ibama, o processo de licenciamento ambiental do Bloco de Saturno; e
- ▶ Previsto o início de perfuração do poço pioneiro de Saturno, para ocorrer entre abril e maio de 2020, conforme última informação do consórcio (003/2020).

Titã



Data da licitação: 28/09/2018.

Data da assinatura do contrato: 17/12/2018.

Contratados: ExxonMobil (operador, 64%) e QPI (36%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 3,125 bilhões e 23,49%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 453km².

O Bloco Titã foi arrematado na 5ª Rodada de Partilha de Produção pelo consórcio formado pela ExxonMobil e QPI. O excedente em óleo lucro é de 23,49%. O ano de 2019 foi dedicado, principalmente, a trabalhos de geologia e geofísica para aperfeiçoamento da interpretação da área e na preparação de licitações para contratação de equipamentos, materiais e serviços para a perfuração do poço pioneiro exploratório, com destaque para o processo de contratação da sonda de perfuração.

Principais marcos

- ▶ Aprovação do Programa Exploratório Mínimo (PEM) de Titã pela diretoria da ANP;
- ▶ Previsto o início da perfuração do poço exploratório para dezembro de 2020; e
- ▶ Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área.

Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção

Contratos da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção

Contratos da 4ª Rodada de Partilha de Produção

▶ Contratos da 5ª Rodada de Partilha de Produção

Pau Brasil



Data da licitação: 28/09/2018.

Data da assinatura do contrato: 17/12/2018.

Contratados: BP (operador, 50%), Ecopetrol (20%) e CNOOC (30%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 500 milhões e 63,79%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Característica: área de 1.184 km².

O Bloco de Pau Brasil é explorado pela BP, em parceria com a Ecopetrol e CNOOC. A BP iniciou o licenciamento ambiental no Ibama de até três poços exploratórios na área do Bloco Pau Brasil, arrematado pela empresa no 5º Leilão do Pré-Sal. A meta da BP é começar a perfurar o primeiro poço em 2021. O cronograma dos demais poços será definido a partir do resultado do primeiro. A localização exata dos três poços será definida após avaliação de dados sísmicos 3D na área.

Principais marcos em 2019

- ▶ Aprovado o reprocessamento sísmico da área; e
- ▶ Iniciadas as atividades de licenciamento ambiental e do processo de contratação para a perfuração do poço pioneiro no quarto trimestre de 2021. A definição da localização do poço do PEM está condicionada ao término do reprocessamento, no fim de 2020.

Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção

Contratos da 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção

Contratos da 4ª Rodada de Partilha de Produção

- ▶ Contratos da 5ª Rodada de Partilha de Produção

Sudoeste de Tartaruga Verde



Data da licitação: 28/09/2018.

Data da assinatura do contrato: 17/12/2018.

Contratado: Petrobras (operador, 100%).

Bônus e excedente em óleo da União: R\$ 70 milhões e 10,01%.

Percentual máximo de recuperação como custo em óleo: 80%.

Características: área de 127km²; fluido sem contaminantes.

Atividade prevista/realizada: área em fase inicial de produção.

O Contrato de Partilha de Produção de Sudoeste de Tartaruga Verde é explorado pela Petrobras e foi unitizado com a concessão do BM-C-36 (Tartaruga Verde), também da Petrobras. O Acordo de Individualização da Produção está efetivo desde março de 2018. O FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes, afretado à Modec, está posicionado em Tartaruga Verde e iniciou a produção em maio de 2019. A plataforma tem capacidade para produzir 150 mil barris por dia de petróleo e comprimir cinco milhões de metros cúbicos por dia de gás natural.

Principais marcos em 2019

- ▶ Aprovada a locação do prospecto Natator, com início previsto para o primeiro trimestre de 2020, tendo sido aprovada a estratégia de contratação utilizando recursos do operador;
- ▶ Iniciado o processo de reconhecimento de custos utilizando o SGPP;
- ▶ Negociado e aprovado o Acordo de Equalização de Gastos e Volumes. A União recebeu R\$ 210 milhões;
- ▶ Aprovado o regimento interno do Comitê Operacional; e
- ▶ Reconhecida como custo em óleo a parcela de investimento relativa ao CPP oriunda da equalização de gastos e volumes.

Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

► Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

1ª Rodada de Partilha de Produção:

Libra: A Petrobras, operadora do CPP de Libra, aderiu à Resolução 726/2018 da ANP, que fixou percentuais diferentes do Contrato Original para Conteúdo Local, sendo a primeira operadora a celebrar o Aditivo de Adesão. Abaixo, os percentuais a serem cumpridos após o aditivo:

Conteúdo local mínimo do Bloco de Libra (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade estacionária de produção	40

A fase exploratória de Libra tem cumprido os compromissos de conteúdo local assumidos contratualmente e com resultados bem significativos, gerando, inclusive, excedentes que poderão ser utilizados na fase de desenvolvimento da produção, conforme permite a Resolução 726/2018 da ANP. Abaixo um resumo dos resultados alcançados para o Contrato de Partilha de Libra nessa fase exploratória:

Fase	Conteúdo local alcançado	Conteúdo contratual	Excedente de conteúdo local (US\$ MM)
Exploratória	56,0 %	18,0%	1.085

2ª Rodada de Partilha de Produção:

Os percentuais de conteúdo local foram definidos na Resolução Nº 07/2017 do CNPE, em seu artigo 1º, §1º, incisos I, II e III, vide abaixo:

a) áreas adjacentes a Gato do Mato:

- ▶ 38% na fase de exploração; e
- ▶ 60% na fase de desenvolvimento da produção.

A Shell como Operadora de Sul de Gato do Mato solicitou a adesão à Resolução Nº 726/2018 da ANP, estando o aditivo na fase de coleta de assinaturas. Dessa forma, as exigências de Conteúdo Local passarão a ser as seguintes:

Conteúdo local mínimo dos blocos (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade estacionária de produção	40

b) Áreas adjacentes a Carcará e Entorno de Sapinhoá:

- ▶ 35% na Fase de Exploração.
- ▶ 30% por cento na Etapa de Desenvolvimento.

Esses blocos não aderiram à Resolução 726/2018.

Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

► Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

3ª Rodada de Partilha de Produção:

Para a Terceira Rodada de Partilha de Produção composta pelos Blocos de Alto de Cabo Frio Oeste, Alto de Cabo Frio Central e Peroba, a Resolução N° 7 do CNPE, de 11/04/2017, estabeleceu no seu artigo 3º e incisos I, II e III, os seguintes percentuais de Conteúdo Local:

Conteúdo local mínimo 3ª Rodada (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade estacionária de produção	25

Nesta 3ª Rodada foi definido o percentual de 25% para as Unidades Estacionárias de Produção (UEP), sendo, portanto, inferior aos 40% estabelecidos na Resolução 726/208.

4ª Rodada de Partilha de Produção:

Para a Quarta Rodada de Partilha de Produção composta pelos Blocos de Três Marias, Uirapuru e Dois Irmãos, a Resolução N° 21 do CNPE, de 09/11/2017, estabeleceu no seu artigo 2º, § 7º, incisos I, II e III, os seguintes percentuais de Conteúdo Local:

Conteúdo local mínimo 4ª Rodada (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade estacionária de produção	25

5ª Rodada de Partilha de Produção:

A 5ª Rodada de leilão de Partilha de Produção foi realizada no dia 28/09/2018, sendo composta pelos Blocos de Saturno, Pau Brasil e Titã. A Resolução N° 4, de 4 de maio de 2018, estabeleceu no seu Artigo 3º, § 7º e incisos I, II e III os percentuais de Conteúdo Local que seguem na tabela abaixo:

Conteúdo local mínimo 5ª Rodada (%)		
Fase de exploração		18
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade estacionária de produção	25

Observa-se que ainda alguns contratos da 2ª a 5ª Rodadas estão iniciando a Fase Exploratória (Peroba e Gato do Mato, por exemplo).

Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

▶ Volumes excedentes da cessão onerosa

Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

O denominado excedente da cessão onerosa corresponde ao volume de petróleo e de gás natural que ultrapassa aquele onerosamente cedido à Petrobras como contrapartida à autorização para o exercício de atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos em áreas internas ao Polígono do Pré-Sal e ao pagamento, em títulos da dívida pública mobiliária federal, do valor contratualmente previsto.

As negociações para a realização do leilão dos volumes excedentes da cessão onerosa iniciaram-se em 2014, quando foi publicada a Resolução CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) nº 01/2014, que, em síntese, previa a contratação direta da Petrobras, em regime de partilha de produção, para o exercício da lavra do volume excedente da cessão onerosa.

À época, o Tribunal de Contas da União (TCU), por meio do acórdão 3.087/2014, suspendeu a contratação direta da Petrobras “até o aprimoramento dos estudos técnicos que subsidiam o referido projeto, inclusive a partir dos parâmetros definitivos do contrato de cessão onerosa, que serão estabelecidos com a conclusão de sua revisão”.

Com a proximidade de um acordo em relação à revisão do contrato de cessão onerosa, representantes de entidades da União (Ministério das Minas e Energia – MME, Ministério da Economia – ME, Casa Civil, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis – ANP e PPSA) e a Petrobras passaram a discutir, com frequentes oitivas da indústria e participação constante do TCU, alternativas para a produção do excedente da cessão onerosa em regime de partilha de produção.

Em 2019 foram publicadas as resoluções CNPE nº 02/2019, que estabeleceu as diretrizes para a realização da licitação dos volumes excedentes da cessão onerosa em regime de partilha de produção; e a de número 06/2019, alterada pela Resolução nº 13, de 11/06/2019, do CNPE, que aprovou os parâmetros técnicos e econômicos da Rodada de Licitação, em regime de partilha de produção, dos volumes excedentes da cessão onerosa.

Posteriormente, foi publicada a Portaria MME nº 213/2019, estipulando as diretrizes para o cálculo da compensação devida à Petrobras pelos investimentos realizados nos campos de Búzios, Atapu, Itapu e Sépia, em decorrência da licitação dos volumes excedentes aos contratados no âmbito da cessão onerosa.

A participação da Pré-Sal Petróleo foi decisiva tanto para as alterações da Resolução CNPE nº 02/2019 (pela Resolução CNPE nº 13/2019) quanto para a alteração da Portaria MME nº 213/2019 (pela Portaria MME nº 251/2019), como também para a elaboração do texto final da Portaria MME nº 265/2019, que determinou as regras do acordo de coparticipação.

Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

▶ Volumes excedentes da cessão onerosa

Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

Além disso, a PPSA participou ativamente, lado a lado com a ANP e o MME, da construção da minuta do contrato de partilha de produção do volume excedente da cessão onerosa, bem como da consolidação do texto final a partir das sugestões advindas da consulta e da audiência pública. Registra-se, igualmente, a participação da companhia na audiência pública do leilão do volume excedente da cessão onerosa, com a apresentação de palestra versando sobre as peculiaridades do reconhecimento e recuperação de gastos como custo em óleo no novo regime.

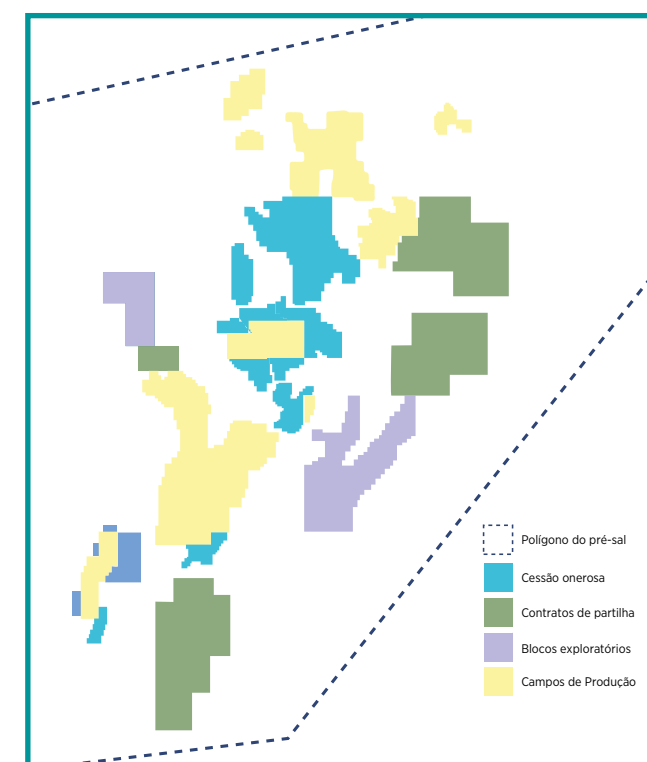
A ANP realizou, em 6 de novembro, o leilão referente ao direito de exploração e produção do volume excedente da cessão onerosa. Foram oferecidas quatro áreas: Búzios, Itapu, Sépia e Atapu. Os dois primeiros blocos receberam ofertas, sendo arrematados pelo valor de R\$ 69,9 bilhões. Búzios ficou com um consórcio formado entre a Petrobras (90%) e duas companhias chinesas: CNOOC Brasil (5%) e CNOOC Petroleum (5%). O Campo de Itapu, por sua vez, será explorado exclusivamente pela Petrobras.

A União, representada pela Pré-Sal Petróleo, terá participação nos consórcios das duas áreas, com os percentuais de óleo lucro de 23,24% em Búzios; e 18,15%, em Itapu.

A PPSA constituiu equipes técnicas para atender às determinações do acórdão nº 2.430/2019 do TCU para Sépia e Atapu, com vistas

à realização de um novo leilão para essas áreas que não foram arrematadas. Os objetivos do trabalho compreendem as seguintes estimativas: (i) volumes excedentes aos adquiridos na cessão onerosa em cada uma das áreas; (ii) previsões de produção associadas e participações da cessionária e do contrato de partilha; (iii) valores de compensação a serem pagos à concessionária pelos membros dos Contratos de Partilha dos Excedentes.

Foram também constituídas equipes técnicas para estimativa das previsões de produção e por valores de compensação compreende a avaliação de possíveis volumes excedentes aos contratados na cessão onerosa para os campos de Búzios e Itapu. Outra vertente do trabalho da PPSA compreende a avaliação de volumes excedentes aos contratados na cessão onerosa nos campos de Sul de Lula, Sul e Norte de Berbigão, e Sul e Norte de Sururu.



Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

- ▶ Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União



A Área de Planejamento Estratégico da companhia realizou, em novembro de 2019, o estudo “Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção”. O trabalho foi apresentado durante o 2º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo, realizado no Rio de Janeiro com a participação de cerca de 200 líderes do setor de petróleo e gás.

Segundo o estudo, em 2031, a produção de petróleo dos 17 Contratos de Partilha poderá alcançar um pico de 3,9 milhões de barris por dia. Em 2032, a parcela projetada para o governo atingiria seu pico, com 1,2 milhão de barris de óleo por dia de petróleo, considerando-se as alíquotas de volume de excedente em óleo oferecidos à União nos 17 contratos.

Para o período de 2020 a 2032, o estudo da Pré-Sal Petróleo estima que poderá ser alcançada uma receita total de R\$ 2,3 trilhões com a comercialização do óleo e gás produzidos pelos 17 Contratos de Partilha de Produção. Desse total, a parcela prevista para a União, a ser comercializada pela PPSA, poderá atingir R\$ 424 bilhões. Os 17 Contratos de Partilha também poderão contribuir com a arrecadação estimada em R\$ 349 bilhões em royalties a serem pagos pela produção de petróleo à União, Estados e Municípios, e com mais R\$ 227 bilhões de impostos ao governo federal. Somadas, essas parcelas podem alcançar a cifra de R\$ 1 trilhão em participações governamentais até 2032.

Para se chegar ao pico de produção estimado em 3,9 milhões de barris de óleo equivalente por dia, em 2031, os investimentos da cadeia produtiva de óleo e gás natural deverão somar R\$ 560 bilhões, ao longo do período analisado no estudo. Esse valor estará assim distribuído: R\$ 196 bilhões na aquisição de plataformas de produção, R\$ 168 bilhões na instalação de sistemas submarinos e R\$ 196 bilhões na perfuração de poços para a produção. De acordo com estimativas do estudo, os consórcios que integram os 17 contratos deverão perfurar, até 2032, 474 poços e adquirir 474 árvores de natal molhadas, 28 navios-plataformas (FPSOs) e 2,5 mil quilômetros de linhas submarinas.

É importante considerar que os números aqui apresentados são estimativas e dependem da concretização das descobertas comerciais nos blocos exploratórios.

Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

- ▶ Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

Premissas do estudo:

- ▶ Para a data de primeiro óleo e curva de produção, considerou-se os Planos de Desenvolvimento (PD) existentes. Para projetos na fase exploratória (sem PD), estimou-se o primeiro óleo em oito anos após assinatura dos contratos; e foram simuladas curvas de produção, tendo como premissas o volume de óleo *in place*, taxa de sucesso geológico/comercial, vazão máxima de óleo, tempo de *ramp up*, tempo de patamar e taxa de declínio de produção.
- ▶ Considerou-se a utilização de FPSOs com capacidade de produção entre 50 mil e 220 mil barris/dia, a depender do tamanho do projeto implantado.
- ▶ Um (1) poço produtor para cada 20 mil barris de capacidade do FPSO; um (1) poço injetor para cada produtor; um (1) poço exploratório por projeto.
- ▶ Para investimentos e custos, foram considerados os Planos de Desenvolvimento existentes. Para projetos na fase exploratória (sem PD), foram utilizadas avaliações de custo fornecidas pela área técnica da Pré-Sal Petróleo. Os investimentos foram aportados igualmente nos três anos anteriores ao primeiro óleo e no ano do primeiro óleo.
- ▶ O estudo também contempla as seguintes variáveis: taxa de depreciação (10%), alíquota de óleo lucro, limite de recuperação de custo em óleo e bônus de assinatura definidos para cada projeto. Dados individuais não são apresentados por questões de sigilo.
- ▶ O estudo adotou preços padrões para óleo e gás, sendo US\$ 60/barril e US\$ 5/MMBtu, respectivamente. Câmbio: US\$ 1 = R\$ 4.

Acesse aqui o estudo "Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção"

ESTUDO
COMPLETO



Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

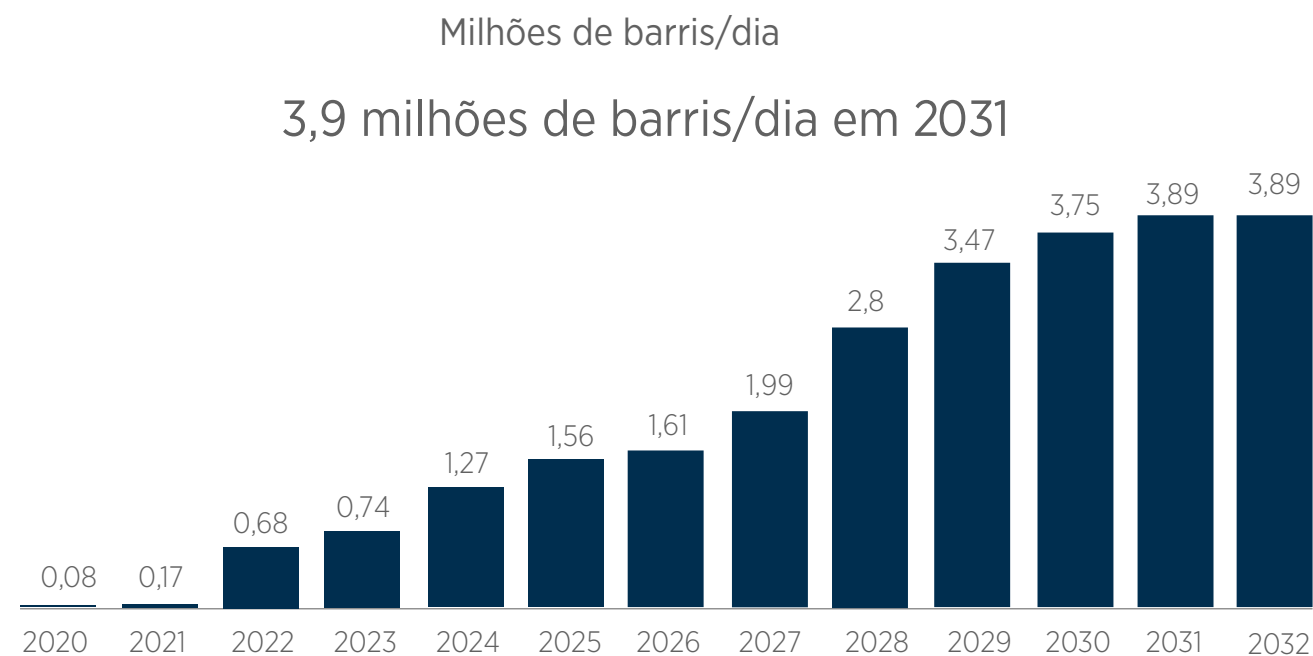
- ▶ Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

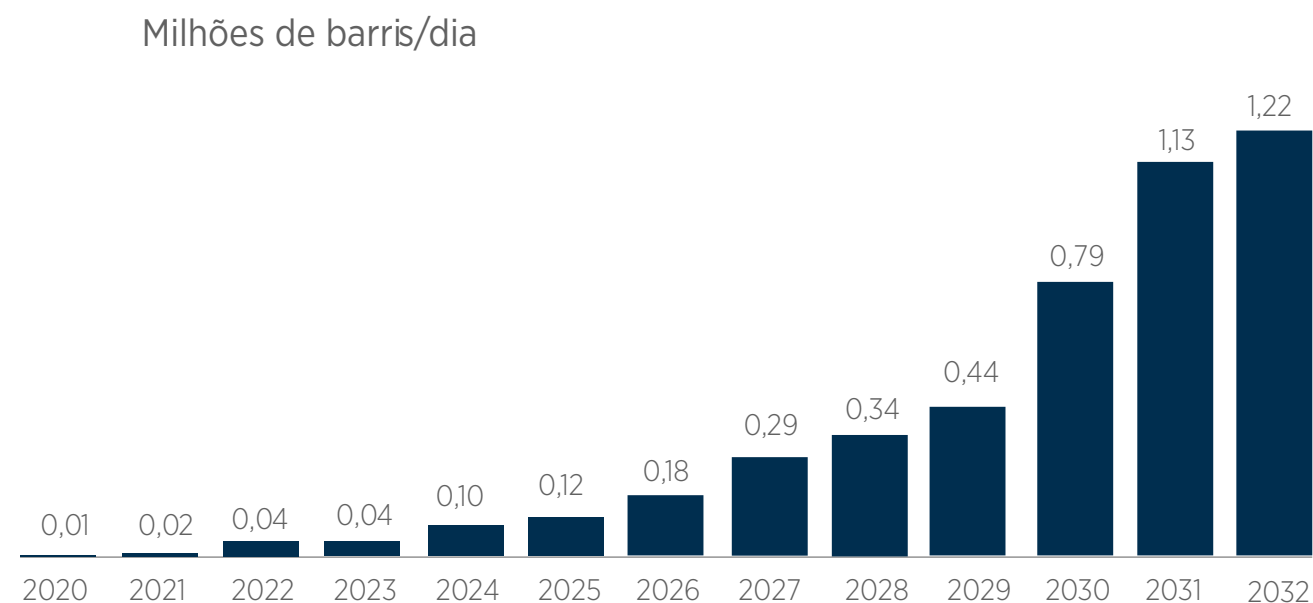
Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

Produção estimada nos 17 CPPs



Volume de óleo da União a ser comercializado pela PPSA



Contratos de Partilha de Produção

- Marcos dos contratos
- Conteúdo local
- Volumes excedentes da cessão onerosa
- ▶ Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

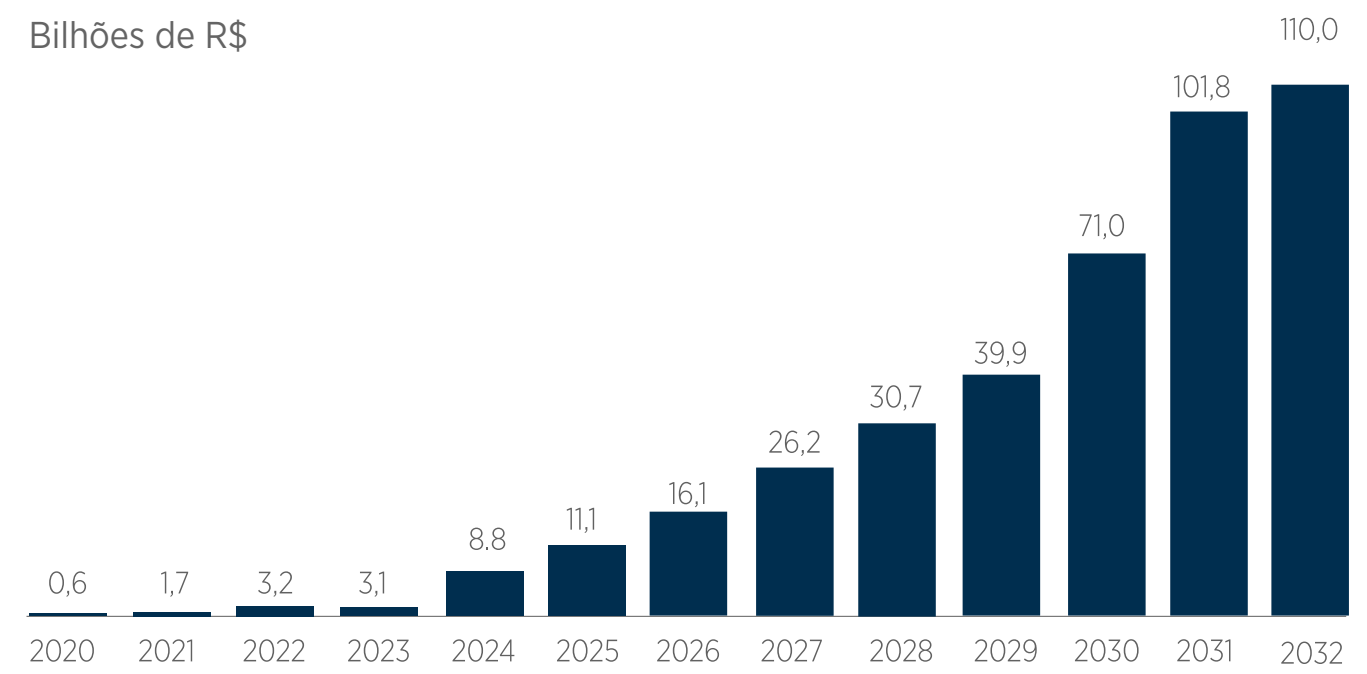
Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

Receita estimada pela União

Bilhões de R\$



Total de participações governamentais

Bilhões de R\$



Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

- ▶ Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

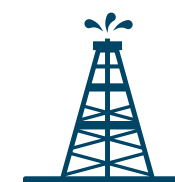
Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

Estimativa de investimentos – R\$ 560 bilhões até 2032:

R\$ 196 bilhões
Plataformas de produção



474 poços

R\$ 168 bilhões
Sistemas submarinos



28 FPSOs

R\$ 196 bilhões
Poços



2,5 mil quilômetros de linhas submarinas

Contratos de Partilha de Produção

- Marcos dos contratos
- Conteúdo local
- Volumes excedentes da cessão onerosa
- Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

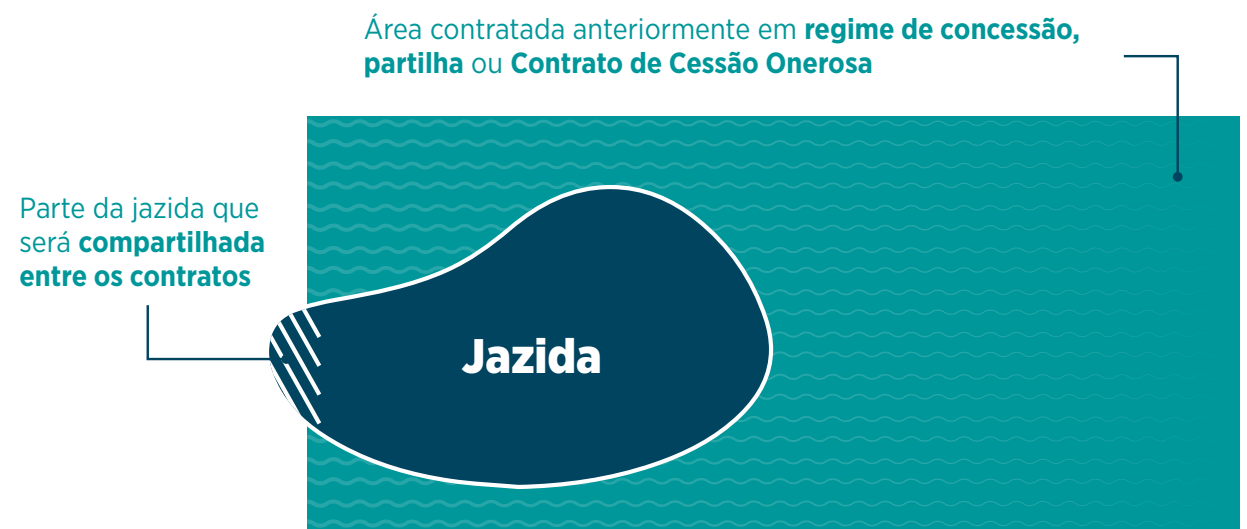
Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

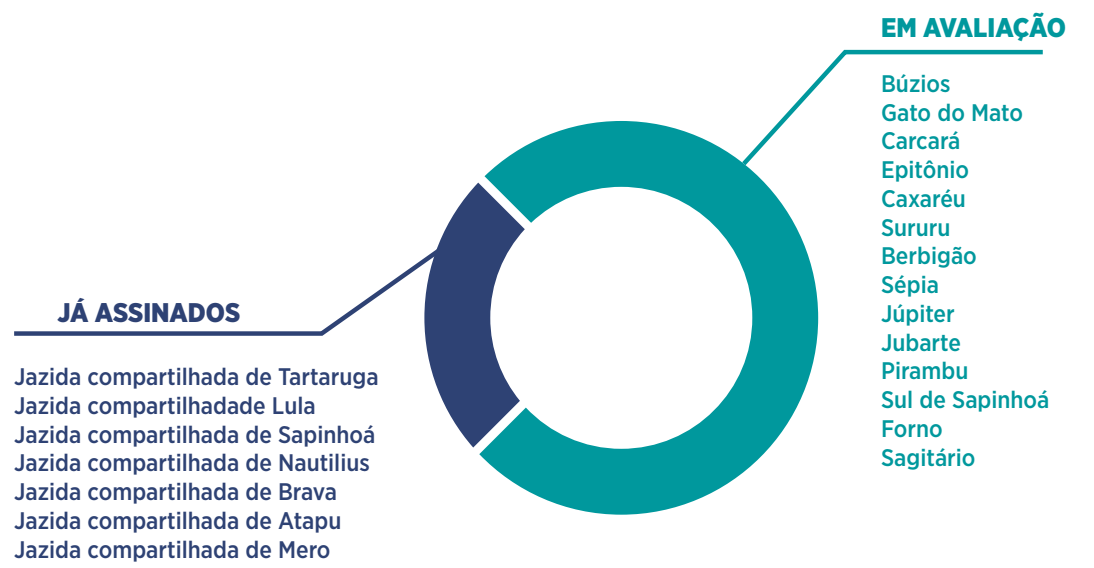
Comercialização de petróleo e gás da União

Sempre que o limite de uma jazida petrolífera ultrapassa a área concedida ou contratada, é necessária a realização de um Acordo de Individualização da Produção (AIP) ou Unitização. No Polígono do Pré-Sal e em áreas estratégicas, a Pré-Sal Petróleo representa a União nesses acordos, quando estes envolvem uma área não contratada.

Esse procedimento visa garantir a exploração de uma jazida de petróleo e/ou gás natural, distribuindo equanimemente, entre os titulares de direitos de exploração e produção da jazida compartilhada, os direitos e obrigações indivisas inerentes aos respectivos contratos de exploração e produção. A PPSA já concluiu sete Acordos de Individualização da Produção e trabalha em outros 13 potenciais.



Desenho esquemático de uma jazida de petróleo e/ou gás natural que extrapola a área de contrato. Nesse caso, procede-se com um Acordo de individualização da Produção.



Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

Marcos de 2019

- ▶ Concluído o Pré-AIP de Gato do Mato (CPP SdGM e BM-S-54);
- ▶ Concluída a revisão do acordo de gestão do AIP de Sapinhoá;
- ▶ Discutidos os procedimentos técnicos de redeterminação a serem utilizados no AIP de Mero;
- ▶ Assinado o Acordo de Individualização de Produção (AIP) de Lula;
- ▶ Protocolados na ANP o primeiro e segundo aditivos ao AIP de Tartaruga Verde. O primeiro aditivo ao AIP trata da substituição da PPSA, como representante da União na área não contratada, pelo CPP de Sudoeste de Tartaruga Verde. O segundo trata da alteração de participações na jazida compartilhada em função de redeterminação;
- ▶ Aprovado pela ANP o AIP de Atapu;
- ▶ Protocolado na ANP o primeiro aditivo ao AIP de Atapu;
- ▶ Assinado o Acordo de Gestão relativo ao AIP de Náutilus; e
- ▶ Aprovado pela ANP o AIP de Brava.



Agência Petrobras

Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

- ▶ Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

Em 2019, a Pré-Sal Petróleo realizou conciliações financeiras (Equalização de Gastos e Volumes) referentes aos Acordos de Individualização da Produção das jazidas compartilhadas de Sapinhoá, Tartaruga Verde e Lula. Com a assinatura do AIP, a União passa a ter direito a uma parcela da produção das jazidas, assim como passa também a ter responsabilidade equivalente sobre os gastos. Dessa forma, após a efetivação do acordo, é realizado um acerto de contas considerando as receitas obtidas com a produção desde o início da exploração de cada jazida e, na mesma proporção, os investimentos e despesas do período. Essas conciliações resultaram na arrecadação total de R\$ 378 milhões em 2019 para a União.

Marcos de 2019

- ▶ Recebimento de R\$ 58,5 milhões do valor da equalização de gastos e volumes relativo ao AIP de Lula;
- ▶ Recebimento de R\$ 210 milhões do valor da equalização de gastos e volumes relativo ao AIP de Tartaruga Verde; e
- ▶ Recebimento de R\$ 108,2 milhões do valor da equalização de gastos e volumes relativo ao AIP de Sapinhoá.

Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

A Pré-Sal Petróleo é responsável pela comercialização de toda a parcela de óleo e gás natural de propriedade da União. Toda a receita gerada na comercialização é destinada à União. Em 2019, a empresa comercializou 2,6 milhões de barris de petróleo da União na área de desenvolvimento de Mero (Libra) e Entorno de Sapinhoá, arrecadando R\$ 469 milhões. Também foram faturados, até o mês de dezembro desse mesmo ano, 16,2 milhões de metros cúbicos de gás natural da União nos campos de Lula e Entorno de Sapinhoá, produzidos e exportados até o mês de novembro do ano passado, no valor de R\$ 1 milhão.

Com o faturamento, em janeiro de 2020, das produções do mês de dezembro, o volume total final de gás natural comercializado no ano de 2019 passou a 18,8 milhões de metros cúbicos no valor total aproximado de R\$ 1,4 milhão.



Agência Petrobras

Contratos de Partilha de Produção

Marcos dos contratos

Conteúdo local

Volumes excedentes da cessão onerosa

Estimativas de resultados nos Contratos de Partilha de Produção

Acordo de Individualização da Produção

Equalização de Gastos e Volumes (EGV)

Comercialização de petróleo e gás da União

Volumes de petróleo comercializados em 2019:

CARREGAMENTO DO QUINHÃO DE ÓLEO DA UNIÃO COMERCIALIZADO EM LEILÃO			
Mês do carregamento	Quantidade de barris	Área/campo	Comprador
Fevereiro — 2019	500 mil	Mero	Petrobras
Maio — 2019	500 mil	Mero	Petrobras
Agosto — 2019	500 mil	Mero	Petrobras
Novembro — 2019	500 mil	Mero	Petrobras
Dezembro — 2019	500 mil	Entorno de Sapinhoá	Petrobras

Das operações da companhia

Da realização orçamentária

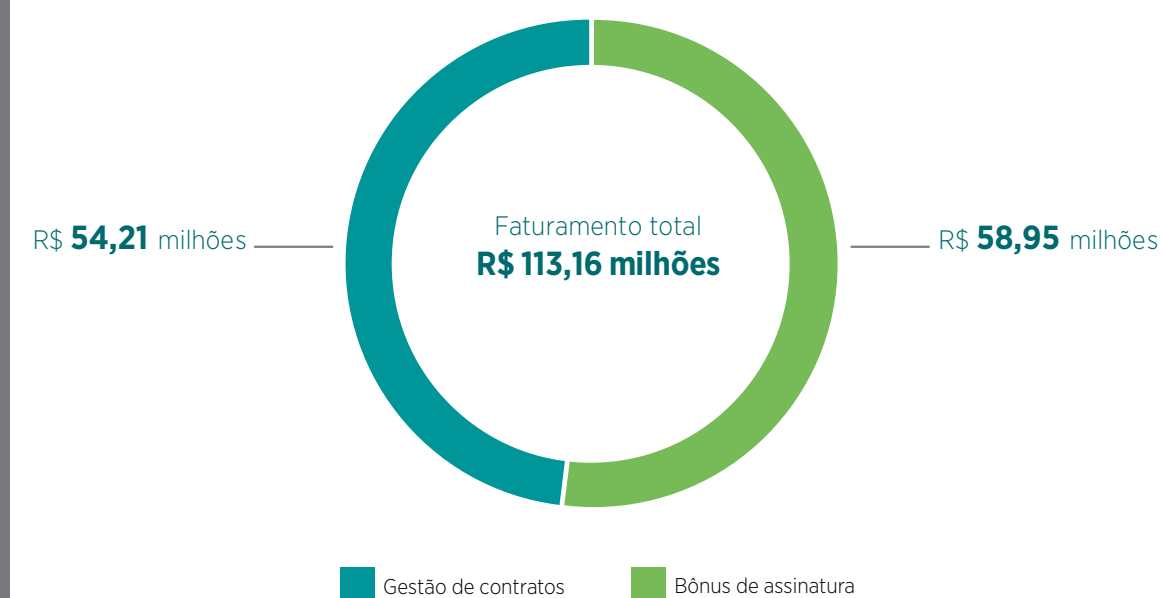
Receitas para a União

Em 2019, a receita bruta de serviços pela gestão de contratos e representação da União totalizou R\$ 54,21 milhões, tendo a empresa, adicionalmente, faturado integralmente a parcela dos bônus de assinatura relativa aos contratos assinados na 4ª e parcialmente na 5ª Rodadas de Partilha de Produção, realizadas em 2018, no total de R\$ 58,95 milhões, somando um faturamento anual bruto de R\$ 113,16 milhões.

A Pré-Sal Petróleo acumulou R\$ 4,3 milhões em receitas financeiras e recebeu aporte de capital de R\$ 3,6 milhões. A companhia apurou lucro antes do Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) de R\$ 53,56 milhões, registrando provisão para IR e CSLL de R\$ 18,7 milhões e um lucro líquido no exercício de R\$ 34,86 milhões.

A companhia seguiu mantendo uma estrutura enxuta de custos e rigor na gestão dos recursos financeiros, atingindo assim a marca de cinco anos consecutivos gerando lucros e contribuindo positivamente para o equilíbrio das contas públicas.

Faturamento bruto



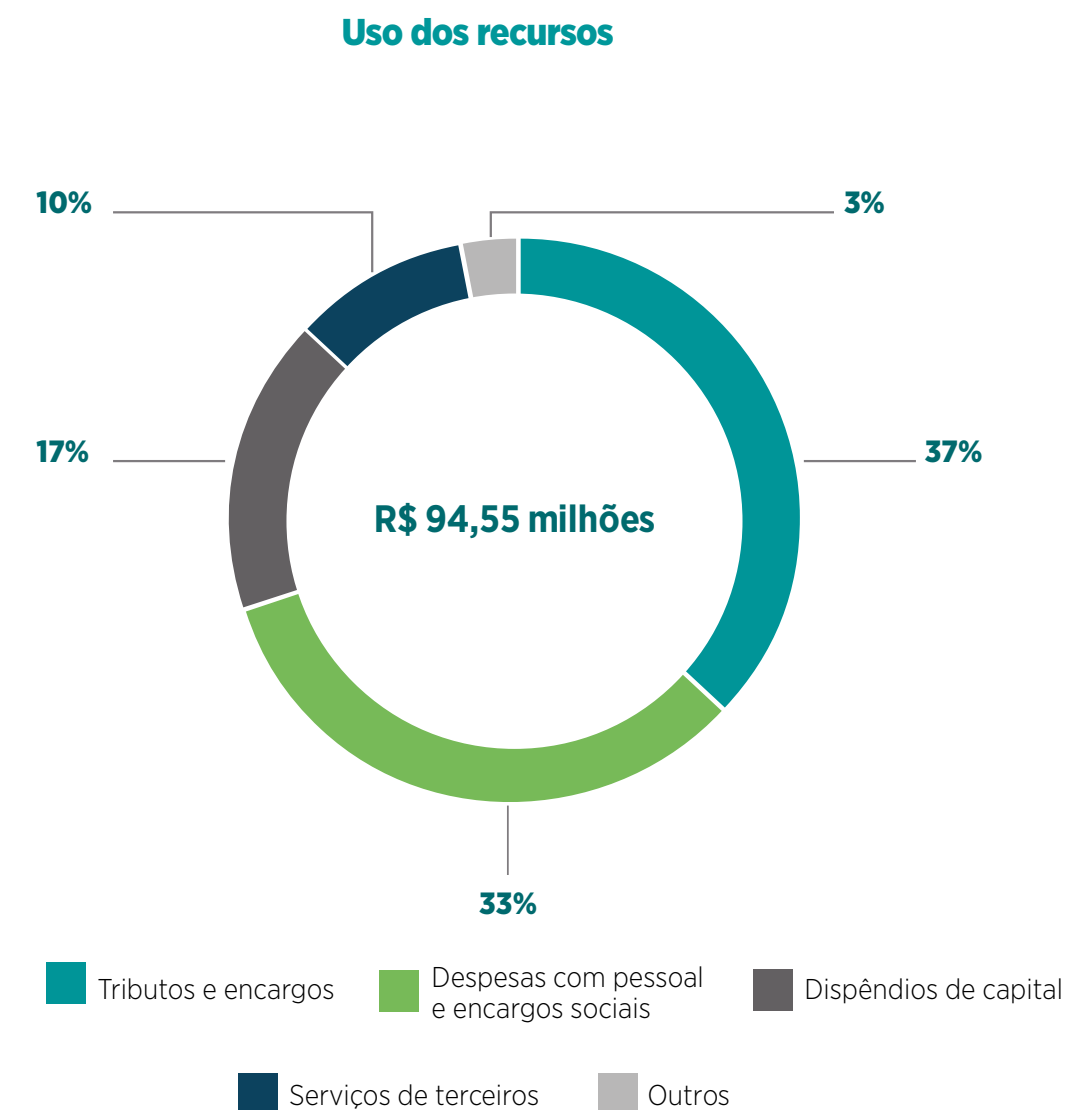
Das operações da companhia

Da realização orçamentária

Receitas para a União

Do Programa de Dispêndios Globais de 2019, aprovado pelo Decreto nº 9.611 de 14/12/2018, foram realizadas 61% das fontes de recursos planejadas, perfazendo R\$ 113,17 milhões. Desse total, 93% são receitas operacionais; 3%, aportes de capital do controlador; e 4%, receitas não operacionais.

Pelo lado dos usos de recursos, foram realizados 60% dos usos de recursos planejados, perfazendo R\$ 94,55 milhões. Desse total, 37% correspondem a tributos e encargos parafiscais; 33%, a despesas com pessoal e encargos sociais; 17% são correlatos a dispêndios de capital; e 10%, a despesas com serviços de terceiros. Outros 3% respondem pelas rubricas de outros dispêndios correntes, utilidades e serviços, e materiais e produtos.



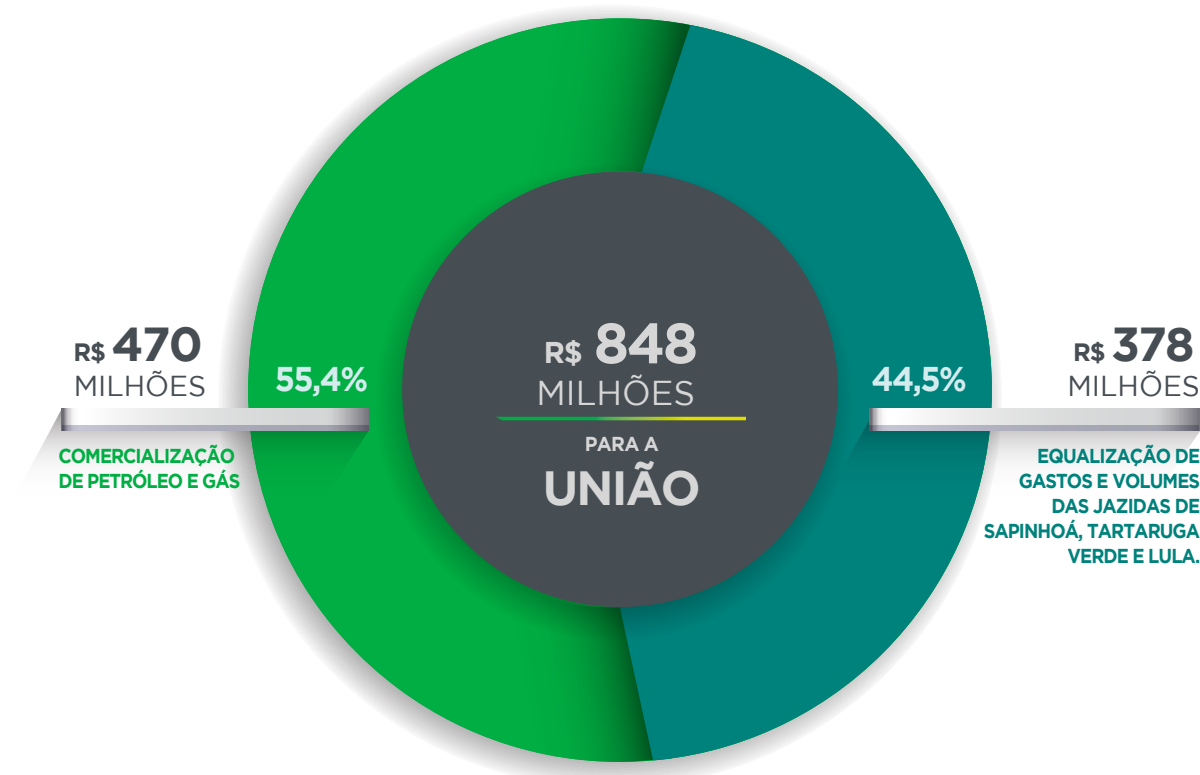
Das operações da companhia

Da realização orçamentária

Receitas para a União

Em 2019, a companhia arrecadou aproximadamente R\$ 848 milhões para a União. Esse valor é oriundo da comercialização de petróleo e gás natural da União e da equalização de gastos e volumes nos procedimentos de individualização da produção e nos acordos decorrentes, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha de produção.

Arrecadação 2019



COMERCIALIZAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

2,6 milhões de barris de petróleo da União na Área de Desenvolvimento de Mero (Libra) e no Campo Entorno de Sapinhoá
R\$ 469 milhões

16,2 milhões de metros cúbicos do gás da União dos campos de Lula e Entorno de Sapinhoá.
R\$ 1 milhão



EQUALIZAÇÃO DE GASTOS E VOLUMES

Jazida compartilhada de Sapinhoá
R\$ 108,21 milhões

Jazida compartilhada de Tartaruga Verde
R\$ 210,83 milhões

Jazida compartilhada de Lula
R\$ 58,57 milhões

