REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MINISTÉRIO DA FAZENDA

CONTRATO DE CESSÃO ONEROSA DO EXERCÍCIO DAS ATIVIDADES DE PESQUISA E LAVRA DE PETRÓLEO, DE GÁS NATURAL E DE OUTROS HIDROCARBONETOS FLUIDOS

CELEBRADO ENTRE

UNIÃO

E

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

E, NA QUALIDADE DE REGULADORA E FISCALIZADORA, A AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP

BRASIL
2010

CAPÍTULO I - DISPOSIÇÕES BÁSICAS ____ *7*

CLÁUSULA PRIMEIRA: DEFINIÇÕES ____ **7**

Definições Contratuais ____ 7

CAPÍTULO II – DA CESSÃO ONEROSA ____ *13*

CLÁUSULA SEGUNDA: OBJETO ____ **13**

CLÁUSULA TERCEIRA: ÁREA DO CONTRATO ____ **13**

Área do Contrato ____ 13

CLÁUSULA QUARTA: VALOR E FORMA DE PAGAMENTO ____ **13**

Valor ____ 13

Forma de Pagamento ____ 13

CLÁUSULA QUINTA: VIGÊNCIA E DURAÇÃO ____ **14**

Início ____ 14

Prazo de Vigência ____ 14

CLÁUSULA SEXTA: CUSTOS E RISCOS ASSOCIADOS À EXECUÇÃO DO CONTRATO ____ **15**

Da Cessionária ____ 15

Levantamentos de Dados em Bases Não-Exclusivas ____ 16

CLÁUSULA SÉTIMA: DEVOLUÇÃO DE BLOCOS ____ **16**

Responsabilidade e Garantias de Desativação e Abandono ____ 16

CAPÍTULO III – DA REVISÃO DO CONTRATO ____ *17*

CLÁUSULA OITAVA: PROCEDIMENTO DE REVISÃO DO CONTRATO ____ **17**

Revisão ____ 17

Início ____ 17

Condições ____ 17

Consequências ____ 18

Conclusão da Revisão ____ 19

CAPÍTULO IV - FASES DO CONTRATO ____ *20*

CLÁUSULA NONA: DAS FASES ____ **20**

CLÁUSULA DÉCIMA: FASE DE EXPLORAÇÃO ____ **20**

Início ____ 20

Prazo ____ 20

Programa de Exploração Obrigatório ____ 20

Notificação de Descoberta ____ 21

Avaliação de Novo Reservatório ____ 22

Aprovação e Modificações do Relatório Final do Programa de Exploração Obrigatório ____ 22

Não cumprimento do Programa de Exploração Obrigatório ____ 22

Opções decorrentes da conclusão da Fase de Exploração e Avaliação ____ 23

Relatório de Devolução de Bloco na Fase de Exploração ____ 23

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA: DESCOBERTA E OUTROS RECURSOS NATURAIS **23**
Novas Descobertas após a Revisão 23
Outros Recursos Naturais 24

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA: DECLARAÇÃO DE COMERCIALIDADE **24**
Opção da Cessionária 24
Devolução da Área da Descoberta 24
Continuação de Exploração ou Avaliação 24

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA: FASE DE PRODUÇÃO **25**
Início 25
Plano de Desenvolvimento 25
Área de Desenvolvimento 25
Aprovação e Execução do Plano de Desenvolvimento 25
Revisões e Alterações 26
Início da Produção 26
Programa Anual de Produção 26
Modificação pela ANP 27
Revisão do Programa Anual de Produção 27
Variação Autorizada 27
Interrupção Temporária da Produção 27
Realocação dos Volumes da Cessão Onerosa 28

CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA: DEVOLUÇÃO DE CAMPOS **29**
Devolução de Campos 29

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA: MEDIÇÃO, ENTREGA E DISPONIBILIDADE DA PRODUÇÃO **31**
Medição 31
Boletins Mensais 31
Consumo nas Operações 31
Produção de Teste 31
Gás Natural Associado 32
Perdas e Queimas 32

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA: INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO **32**
Procedimento 32

CAPÍTULO V - EXECUÇÃO DAS OPERAÇÕES ***34***

CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA: EXECUÇÃO PELA CESSIONÁRIA **34**
Diligência na Condução das Operações 34
Licenças, Autorizações e Permissões 34
Livre Acesso à Área do Contrato 34
Perfuração e Abandono de Poços 34
Programas de Trabalhos Adicionais 35
Aquisição de Dados fora da Área do Contrato 35

CLÁUSULA DÉCIMA OITAVA: DISPOSIÇÃO DO PETRÓLEO, DO GÁS NATURAL E DE OUTROS HIDROCARBONETOS FLUIDOS **35**

Livre Disposição e Abastecimento do Mercado Nacional 35

CLÁUSULA DÉCIMA NONA: CONTROLE DAS OPERAÇÕES E ASSISTÊNCIA À CESSIONÁRIA 36
Acompanhamento, Fiscalização e Controle pela ANP 36
Assistência à Cessionária 36
Exoneração de responsabilidade da Cedente e da ANP 36

CLÁUSULA VIGÉSIMA: PROGRAMAS E ORÇAMENTOS ANUAIS 37
Apresentação à ANP 37
Revisões e Alterações dos Programas e Orçamentos Anuais 37

CLÁUSULA VIGÉSIMA PRIMEIRA: DADOS E INFORMAÇÕES 37
Fornecidos pela Cessionária à ANP 37
Processamento ou Análise no Exterior 38
Apresentação de informações 38
Obrigações das Partes 38

CLÁUSULA VIGÉSIMA SEGUNDA: BENS 39
Fornecidos pela Cessionária 39
Licenças, Autorizações e Permissões 39
Desapropriações e Servidões 39
Instalações ou Equipamentos fora da Área do Contrato 39
Hipótese de Reversão de Bens 40
Remoção de Bens 40

CLÁUSULA VIGÉSIMA TERCEIRA: PESSOAL, SERVIÇOS E SUBCONTRATOS 40
Pessoal 40
Serviços 41

CLÁUSULA VIGÉSIMA QUARTA: FORNECEDORES BRASILEIROS DE BENS E SERVIÇOS E CONTEÚDO LOCAL 41
Compromisso da Cessionária com o Conteúdo Local 41

CLÁUSULA VIGÉSIMA QUINTA: MEIO AMBIENTE 45

CLÁUSULA VIGÉSIMA SEXTA: SEGUROS 46
Seguros 46

CLÁUSULA VIGÉSIMA SÉTIMA: ROYALTIES E DESPESAS QUALIFICADAS COMO PESQUISA E DESENVOLVIMENTO 47
Royalties 47
Despesas Qualificadas como Pesquisa e Desenvolvimento 47

CLÁUSULA VIGÉSIMA OITAVA: TRIBUTOS 48
Regime Tributário 48
Certidões e Provas de Regularidade 48

CLÁUSULA VIGÉSIMA NONA: CONTABILIDADE E AUDITORIA 48
Contabilidade 48
Auditoria 49

CAPÍTULO VI – DISPOSIÇÕES GERAIS *50*

CLÁUSULA TRIGÉSIMA: INTRANSFERIBILIDADE DO CONTRATO **50**

CLÁUSULA TRIGÉSIMA PRIMEIRA: DESCUMPRIMENTO E PENALIDADES **50**

Sanções Contratuais 50
Rescisão 50
Opção por Sanções 51

CLÁUSULA TRIGÉSIMA SEGUNDA: EXTINÇÃO DO CONTRATO **51**

Extinção pelo Cumprimento do Objeto 51
Extinção pelo Decurso do Prazo 51
Conseqüências da Rescisão 51

CLÁUSULA TRIGÉSIMA TERCEIRA: CASO FORTUITO E FORÇA MAIOR **52**

Exoneração Total ou Parcial 52
Perdas 52
Alteração ou Extinção do Contrato 52

CLÁUSULA TRIGÉSIMA QUARTA: NOTIFICAÇÕES **53**

Validade e Eficácia 53
Alterações dos Atos Constitutivos 53
Comunicações à Cedente ou à ANP 53
Endereços 53

CLÁUSULA TRIGÉSIMA QUINTA: DISPOSIÇÕES FINAIS **53**

Lei Aplicável 53
Conciliação 53
Suspensão de Atividades 54
Justificativas 54
Foro 55

LISTA DE ANEXOS **56**

ÁREA DO CONTRATO 57
MODELO DE RELATÓRIO DE GASTOS TRIMESTRAIS 63
PROGRAMA DE EXPLORAÇÃO OBRIGATÓRIO 67
DIRETRIZES PARA A REVISÃO DO CONTRATO 69
CONTEÚDO LOCAL 73
ENDEREÇOS 79
ÁREA DO PRÉ-SAL 80

A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda, nos termos da Lei nº 10.683, de 28 de maio de 2003, e da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, (a seguir designados "Cedente"), neste ato representados pelos Ministros de Estado de Minas e Energia, Márcio Pereira Zimmermann, e da Fazenda, Guido Mantega, e pela Procuradora-Geral da Fazenda Nacional, Adriana Queiroz de Carvalho,

e

Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, sociedade de economia mista, com sede na Av. República do Chile, 65, na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ/MF) sob o nº 3300167/0001-01 (a seguir designada "PETROBRAS" ou "Cessionária"), neste ato representada por seu Presidente e seguintes Diretores:

José Sérgio Gabrielli de Azevedo, brasileiro, economista, portador do documento de identidade RG nº 00693342-2 SSP/BA, CPF nº 042.750.395-72, domiciliado à Av. República do Chile, 65 - Centro - Rio de Janeiro - 23° andar - RJ, CEP 20.031-912

Almir Guilherme Barbassa, brasileiro, economista, portador do documento de identidade RG nº 3464739 IFP/RJ, CPF nº 012.113.586-15, domiciliado à Av. República do Chile, 65 - Centro - Rio de Janeiro - 23° andar - RJ, CEP 20.031-912

Guilherme de Oliveira Estrella, brasileiro, geólogo, portador do documento de identidade RG nº 1621056 IFP/RJ, CPF nº 012.771.627-00, domiciliado à Av. República do Chile, 65 - Centro - Rio de Janeiro - 23° andar - RJ, CEP 20.031-912

referidas a seguir e em conjunto como "Partes", ou, individualmente, como "Parte"

e, na qualidade de reguladora e fiscalizadora,

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, autarquia especial criada pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede na SGAN Quadra 603, Módulo I, 3º andar, na cidade de Brasília, Distrito Federal (doravante designada "ANP" ou "Agência"), neste ato representada por seu Diretor-Geral, Haroldo Borges Rodrigues Lima, brasileiro, engenheiro, portador do documento de identidade RG nº 13.517714 SSP/SP, CPF nº 046.751.185-34 domiciliado à Av. Rio Branco, 65 - Centro - Rio de Janeiro - 18° andar - RJ, CEP 20.090-004,

celebram, nos termos da Lei nº 12.276, de 2010, o presente Contrato de Cessão Onerosa do Exercício das Atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos (a seguir designado "Contrato"), em conformidade com as seguintes cláusulas e condições:

CAPÍTULO I - DISPOSIÇÕES BÁSICAS

CLÁUSULA PRIMEIRA: DEFINIÇÕES

Definições Contratuais

1.1. Para os fins deste Contrato, serão utilizadas as definições contidas neste parágrafo 1.1, e, naquilo que com elas não conflitar, aquelas contidas na Lei nº 9.478, de 1997, e no Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, sempre que as seguintes palavras e expressões sejam utilizadas, no singular ou no plural:

"Acordo de Individualização da Produção" significa o instrumento a ser celebrado entre a Cessionária e o Interessado para que seja unificada a produção de Jazida que se estender para além da Área do Contrato, nos termos da Cláusula Décima Sexta.

"Afiliada" significa qualquer pessoa jurídica que, direta ou indiretamente, seja controlada pela Cessionária.

"Área de Desenvolvimento" significa qualquer parcela da Área do Contrato em que serão realizadas as atividades determinadas no Plano de Desenvolvimento.

"Área do Contrato" significa os Blocos descritos e delimitados no Anexo I – Área do Contrato, nos quais a Cessionária poderá exercer as atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos, cujo exercício lhe é cedido onerosamente, nos termos deste Contrato.

"Área do Pré-Sal" significa a região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidos pelo Anexo VIII – Área do Pré-Sal.

"Avaliação" significa o conjunto de Operações que se destinam a verificar a comercialidade de uma Descoberta ou conjunto de Descobertas de Petróleo, Gás Natural ou outros Hidrocarbonetos Fluidos em cada Bloco da Área do Contrato.

"Barril Equivalente de Petróleo" ou "Barril" significa o volume equivalente a 0,158987 metros cúbicos de petróleo, condensado e gás natural nas condições de referência de 20°C de temperatura e 0,101325 MPa de pressão, sendo a conversão de volumes de gás natural em petróleo calculada à relação de 1 m^3 de petróleo para 1.000 m^3 de gás, excluídos os volumes de CO_2.

“Blocos Definitivos” significa os Blocos conforme identificados no Anexo I – Área do Contrato.

“Bloco Contingente” significa o Bloco identificado no Anexo I – Área do Contrato.

“Cedente” significa a União, conforme o preâmbulo deste Contrato.

“Cessão Onerosa” significa o negócio jurídico por meio do qual a Cedente transmite, de modo oneroso, à Cessionária o exercício das atividades de pesquisa e lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos, nos termos da Lei n° 12.276, de 2010.

“Cessionária” significa a PETROBRAS, conforme o preâmbulo deste Contrato.

“Concessionário” significa a empresa ou o consórcio de empresas contratado sob o regime de concessão para Exploração e Produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos, nos termos da Lei n° 9.478, de 1997.

“Conteúdo Local na Etapa de Desenvolvimento de Produção” significa a proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para a execução do Contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados, relativa às Operações de Desenvolvimento, calculada ao final de cada módulo da Etapa de Desenvolvimento de Produção, segundo o Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP, conforme previsto no parágrafo 24.2(c) e na metodologia definida nas normas regulatórias editadas pela ANP.

“Conteúdo Local na Fase de Exploração” significa a proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para a execução do Contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados, relativa às Operações de Exploração na área de Cessão, segundo o Programa Exploratório Obrigatório e conforme previsto no parágrafo 24.2(a), calculado segundo metodologia definida nas normas regulatórias editadas pela ANP.

“Contrato” significa o corpo principal deste Contrato de Cessão Onerosa do Exercício das Atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos, bem como seus anexos.

“Data da Assinatura” significa a data em que este Contrato foi celebrado entre as partes e representa sua entrada em vigor.

“Declaração de Comercialidade” significa a notificação escrita da Cessionária à ANP declarando um ou mais Reservatórios ou Depósitos como Descoberta Comercial na Área do Contrato.

“Descoberta” significa qualquer ocorrência de Petróleo, de Gás Natural, de outros Hidrocarbonetos Fluidos, minerais e, em geral, quaisquer outros recursos naturais na Área do Contrato, independentemente de quantidade, qualidade ou comercialidade, verificada por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação.

“Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento” significa despesas com a contratação de atividades junto a universidades ou instituições de pesquisa e desenvolvimento tecnológicos nacionais, públicas ou privadas, previamente credenciados para este fim pela ANP, em áreas de interesse e temas relevantes para o setor de Energia, abrangendo todas as suas fontes ou matrizes, e Meio Ambiente.

“Etapa de Desenvolvimento de Produção” significa, para qualquer Campo, o período iniciado na data de entrega da Declaração de Comercialidade para a Área de Desenvolvimento específica e terminado (i) com a conclusão do trabalho e atividades compreendidas no respectivo Plano de Desenvolvimento, ou (ii) com a interrupção do Desenvolvimento do Campo.

“Fase de Exploração” significa o período de tempo necessário para a execução do Programa Exploratório Obrigatório e das avaliações complementares propostas pela Cessionária e aprovadas pela ANP, com prazo limitado no parágrafo 10.2. A Fase de Exploração de cada Bloco encerra-se com a Declaração de Comercialidade da Descoberta ou com a devolução integral do Bloco.

“Fase de Produção” significa o período iniciado na data da entrega da Declaração de Comercialidade respectiva até o final do Prazo de Vigência do Contrato.

“Fornecedor Brasileiro” significa qualquer fabricante ou fornecedor de bem produzido ou de serviço prestado no Brasil, por meio de empresas constituídas sob as leis brasileiras ou empresas que façam uso de bens fabricados no país sob regimes aduaneiros especiais e incentivos fiscais aplicáveis à indústria de Petróleo e Gás Natural.

“Gás Associado” significa o Gás Natural produzido de Jazida onde é encontrado dissolvido no Petróleo ou em contato com Petróleo subjacente saturado de Gás Natural.

“Gás Não-Associado” significa o Gás Natural que é produzido de Jazida de Gás seco ou de Jazida de Gás e condensado.

“Interessado” significa o Concessionário, o contratado sob outro regime de Exploração e Produção de Petróleo, Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos, ou entidade integrante da Administração Pública Federal, que participar do procedimento de individualização da Produção com a Cessionária, nos termos da Cláusula Décima Sexta.

“Melhores Práticas da Indústria do Petróleo” significa as práticas e procedimentos geralmente empregados na indústria de Petróleo em todo o mundo, por operadores prudentes e diligentes, sob condições e circunstâncias semelhantes àquelas experimentadas relativamente a aspectos relevantes das Operações, visando principalmente a garantia de: (a) conservação de recursos petrolíferos e gaseíferos, o que implica a utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica e economicamente sustentável, com o correspondente controle do declínio de reservas, e à minimização das perdas na superfície; (b) segurança operacional, o que impõe o emprego de métodos e processos que assegurem a segurança ocupacional e a prevenção de acidentes operacionais; (c) preservação do meio ambiente e respeito às populações, o que determina a adoção de tecnologias e procedimentos associados à prevenção e à mitigação de danos ambientais, bem como o controle e o monitoramento ambiental das operações de exploração e produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos.

“Módulo da Etapa de Desenvolvimento” significa o conjunto de instalações e infraestrutura para Produção de determinado Campo, concebido para extrair Petróleo, Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos de uma ou mais Jazidas deste Campo de forma independente.

“Operações” significa todas e quaisquer atividades de Exploração, Avaliação, Desenvolvimento, Produção, desativação e abandono, realizadas em seqüência, em conjunto ou isoladamente, pela Cessionária para os propósitos deste Contrato.

“Operadora” significa a PETROBRAS, a responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de Exploração, Avaliação, Desenvolvimento, Produção, desativação e abandono das instalações de Exploração e Produção.

“Orçamento Anual” significa o detalhamento de despesas e investimentos a serem feitos pela Cessionária na execução do respectivo Programa Anual de Trabalho, no decorrer de um ano civil, nos termos da Cláusula Vigésima.

“Parte” significa a União ou a PETROBRAS.

“Partes” significa a União e a PETROBRAS.

“Plano de Avaliação de Descoberta” significa o documento preparado pela Cessionária contendo o programa de trabalho e respectivo investimento necessários à Avaliação de uma Descoberta ou conjunto de Descobertas de Petróleo, Gás Natural ou Hidrocarbonetos Fluidos na área objeto da Cessão Onerosa, nos termos do parágrafo 10.9.1.

“Plano de Desenvolvimento” significa o documento preparado pela Cessionária contendo o programa de trabalho e respectivo investimento necessários ao Desenvolvimento de uma Descoberta ou conjunto de Descobertas de Petróleo, Gás Natural ou outros Hidrocarbonetos Fluidos na Área do Contrato, nos termos da Cláusula Décima Terceira.

“Prazo de Vigência” significa o prazo determinado na Cláusula Quinta.

“Programa Anual de Produção” significa o documento preparado pela Cessionária contendo as previsões de Produção de Petróleo, Gás Natural, água, fluidos e resíduos oriundos do processo de Produção de cada Campo e o conjunto de atividades previstas de processamento, tratamento, escoamento e transporte da Produção.

“Programa Anual de Trabalho” significa o documento preparado pela Cessionária contendo o conjunto de atividades a serem realizadas pela Cessionária no decorrer de um ano civil.

“Programa de Desativação das Instalações” significa o documento preparado pela Cessionária contendo, em detalhe, a proposta de tamponar e abandonar os poços, a desativação e remoção de plantas, equipamentos e outros ativos e todas as demais considerações relevantes do Campo.

“Programa de Exploração Obrigatório” significa o conjunto das operações que deverá ser obrigatoriamente cumprido pela Cessionária, durante a Fase de Exploração, conforme previsto no Anexo IV – Programa de Exploração Obrigatório.

“Relatório Final do Programa de Exploração Obrigatório” significa documento preparado pela Cessionária descrevendo o conjunto das Operações realizadas durante a Fase de Exploração, bem como seus resultados e as Avaliações de eventuais Descobertas.

“Revisão” significa a renegociação pelas Partes de determinados itens deste Contrato, com base em novos laudos elaborados por entidades certificadoras independentes, nos termos da Cláusula Oitava.

“Royalties” significa a compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos sob o regime de Cessão Onerosa, nos termos

do art. 20, § 1º, da Constituição Federal, e conforme Cláusula Vigésima Sétima.

"Teste de Longa Duração" significa testes de poços, realizados durante a Fase de Exploração, com a finalidade exclusiva de obtenção de dados e informações para conhecimento dos reservatórios, com tempo total de fluxo superior a 72 (setenta e duas) horas.

"Valor a Recuperar" significa o montante equivalente à multiplicação do volume não recuperável após a realocação pelo valor do Barril no Bloco para o qual foi realizado a realocação, conforme previsto no parágrafo 13.26.

"Valor do Contrato" significa, antes da Revisão, o Valor Inicial do Contrato e, após a Revisão, o Valor Revisto do Contrato.

"Valor Inicial do Contrato" significa o valor a ser pago pela Cessionária em decorrência da celebração do Contrato à Cedente negociado pelas Partes considerando os subsídios dos laudos técnicos de avaliação de que trata o art. 3º da Lei nº 12.276, de 2010.

"Valor Revisto do Contrato" significa o valor resultante da Revisão, conforme Cláusula Oitava.

"Volume Máximo" significa a quantidade de Barris Equivalentes de Petróleo que a Cessionária está autorizada a produzir nos termos deste Contrato.

CAPÍTULO II – DA CESSÃO ONEROSA

CLÁUSULA SEGUNDA: OBJETO

2.1. Este contrato tem por objeto a cessão onerosa, à Cessionária, do exercício das atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos localizados na Área do Pré-Sal.

2.2. O exercício das atividades referido no parágrafo 2.1 é limitado à produção de 5 (cinco) bilhões de Barris Equivalentes de Petróleo ("Volume Máximo"), nos termos do § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276, de 2010.

2.3. Como contraprestação pela Cessão Onerosa prevista no parágrafo 2.1, a Cessionária se obriga a efetuar o pagamento do Valor do Contrato à Cedente, na forma e prazo estabelecidos pela Cláusula Quarta deste Contrato.

CLÁUSULA TERCEIRA: ÁREA DO CONTRATO

Área do Contrato

3.1. Fica a Cessionária, nos termos deste Contrato, autorizada a exercer as atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos nos Blocos detalhados e delimitados no Anexo I – Área do Contrato.

CLÁUSULA QUARTA: VALOR E FORMA DE PAGAMENTO

Valor

4.1. O Valor Inicial do Contrato, nos termos do art. 3º da Lei nº 12.276, de 2010, considerando os subsídios dos laudos técnicos de avaliação de que trata o art. 3º da Lei nº 12.276, de 2010, é de R$ 74.807.616.407,00 (setenta e quatro bilhões, oitocentos e sete milhões, seiscentos e dezesseis mil, quatrocentos e sete reais).

Forma de Pagamento

4.2. A Cessionária efetuará o pagamento do Valor Inicial do Contrato à Cedente, até 30 de setembro de 2010, por qualquer das formas a seguir, que poderão ser utilizadas individual ou conjuntamente:

(a) em títulos da dívida pública mobiliária federal, na modalidade de Letra Financeira do Tesouro Nacional com vencimentos em 07 de setembro de 2014, 07 de março de 2015, 07 de setembro de 2015 e 07 de setembro de 2016;

(b) em Reais.

4.3. As condições para pagamento em títulos da dívida pública mobiliária federal serão fixadas em ato do Ministro de Estado da Fazenda.

CLÁUSULA QUINTA: VIGÊNCIA E DURAÇÃO

Início

5.1. Este Contrato entrará em vigor na data de sua assinatura ("Data da Assinatura").

Prazo de Vigência

5.2. O Prazo de Vigência deste Contrato é de 40 (quarenta) anos contados a partir da Data da Assinatura.

5.3. O Prazo de Vigência deste Contrato poderá ser prorrogado pela Cedente por, no máximo, 5 (cinco) anos, mediante solicitação da Cessionária.

5.3.1. A prorrogação do Prazo de Vigência somente poderá ocorrer nas seguintes hipóteses:

(a) situações de caso fortuito ou força maior;

(b) situações de atraso na obtenção de licença ambiental, desde que tal atraso possa ser exclusivamente imputado ao órgão ambiental competente;

(c) suspensão das atividades por determinação da ANP, de acordo com o previsto no parágrafo 11.2.1; ou

(d) alteração das condições geológicas previstas para respectivo Bloco ou área.

5.3.2. A solicitação de prorrogação de prazo fundamentada nas hipóteses previstas no parágrafo 5.3.1. (a), (b) e (d) fica condicionada à prévia manifestação da ANP quanto ao cumprimento dos planos e programas pela Cessionária e à adequação das razões técnicas que a fundamenta.

5.3.3. A prorrogação do Prazo de Vigência dar-se-á nos seguintes termos:

(a) somente surtirá efeitos para atividades a serem realizadas no Bloco em que ANP identificou a ocorrência de uma das hipóteses listadas no parágrafo 5.3.1, conforme a solicitação da Cessionária; e

(b) deverá considerar período de tempo proporcional ao fato e seus efeitos, que ensejou o pedido de prorrogação, conforme análise da ANP, observando-se o limite constante do parágrafo 5.3.

CLÁUSULA SEXTA: CUSTOS E RISCOS ASSOCIADOS À EXECUÇÃO DO CONTRATO

Da Cessionária

6.1. A Cessionária assume, sempre, em caráter exclusivo, todos os investimentos, custos e riscos relacionados à execução das Operações e suas consequências, cabendo-lhe, como única e exclusiva contrapartida, a propriedade originária do Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos, que venham a ser efetivamente produzidos e por ela apropriados no Ponto de Medição da Produção, nos limites e prazos estabelecidos neste Contrato, com sujeição aos Royalties, nos termos da Cláusula Vigésima Sétima.

6.2. A Cessionária deverá suportar todos os prejuízos em que venha a incorrer, inclusive aqueles resultantes de caso fortuito ou de força maior, em especial de acidentes ou de eventos da natureza que afetem a produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos na Área do Contrato.

6.3. A Cessionária não terá direito a qualquer pagamento, ressarcimento, restituição, reembolso ou indenização caso o Volume Máximo produzido seja insuficiente para a recuperação de quaisquer custos ou despesas direta ou indiretamente incorridas em conseqüência das Operações.

6.4. A Cessionária será a única responsável pelos seus próprios atos e os de seus prepostos e subcontratados, bem como pela reparação de todos e quaisquer danos causados ao meio ambiente e a terceiros pelas Operações e sua execução, independentemente da existência de culpa.

6.4.1. A Cessionária se obriga a indenizar a Cedente e a ANP por toda e qualquer ação, recurso, demanda ou impugnação judiciais e extrajudiciais, auditoria, inspeção, investigação ou controvérsia de qualquer espécie, bem como por quaisquer indenizações, compensações, punições, multas ou penalidades de qualquer natureza, relacionados ou decorrentes de tais danos e prejuízos.

Levantamentos de Dados em Bases Não-Exclusivas

6.5. ANP poderá, a seu exclusivo critério, autorizar terceiros a executar, na Área do Contrato, serviços de geologia, geoquímica, geofísica e outros trabalhos da mesma natureza aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos destinados à comercialização, em bases não-exclusivas, nos termos do art. 8º, inciso III, da Lei nº 9.478, de 1997.

6.5.1 A Cessionária não terá qualquer responsabilidade em relação aos serviços mencionados no parágrafo 6.5 e sua execução, que de nenhum modo poderão afetar as Operações.

CLÁUSULA SÉTIMA: DEVOLUÇÃO DE BLOCOS

7.1. Toda e qualquer devolução de Blocos contidos na Área do Contrato será feita pela Cessionária em caráter definitivo e não criará ônus ou obrigações de qualquer natureza para a Cedente ou para a ANP, obrigando-se a Cessionária a cumprir rigorosamente as disposições contidas na Cláusula Vigésima Quinta e na regulamentação aplicável.

7.1.1. A Cessionária não terá qualquer direito com relação ao Bloco devolvido e não poderá impedir que a Cedente, a partir da data da devolução, disponha do mesmo a seu exclusivo critério.

7.1.2. A extinção deste Contrato, por qualquer causa ou motivo, obrigará a Cessionária a devolver imediatamente à Cedente toda a Área do Contrato que ainda detenha.

7.1.3. A devolução de Blocos contidos na Área do Contrato não desobriga a Cessionária do cumprimento de todas as obrigações pendentes e não exime sua responsabilidade pelos passivos, irregularidades ou infrações que, embora constatadas após a devolução, tenham se originado durante o Prazo de Vigência.

Responsabilidade e Garantias de Desativação e Abandono

7.2. A Cessionária apresentará, quando solicitado pela ANP, uma garantia de desativação e abandono, na forma de seguro, carta de crédito, fundo de provisionamento ou outras formas aceitas pela ANP.

7.2.1. O valor da garantia de desativação e abandono de um Campo será revisado sempre que forem aprovadas revisões do Plano de Desenvolvimento daquele Campo que venham alterar o custo das operações de abandono e desativação.

CAPÍTULO III – DA REVISÃO DO CONTRATO

CLÁUSULA OITAVA: PROCEDIMENTO DE REVISÃO DO CONTRATO

Revisão

8.1. A Revisão será feita pelas Partes nos termos deste Capítulo.

8.1.1. A conclusão da Revisão poderá ter como resultado a renegociação dos seguintes itens do Contrato:

(a) Valor do Contrato;
(b) Volume Máximo;
(c) Prazo de Vigência; e
(d) Percentuais mínimos de Conteúdo Local, constantes do Anexo VI – Conteúdo Local.

Início

8.2. A Cessionária deverá notificar a Cedente e a ANP 10 (dez) meses antes da data prevista para a Declaração de Comercialidade referente a qualquer Bloco da Área do Contrato para que sejam iniciados os preparativos necessários para a Revisão. As Partes iniciarão os procedimentos da Revisão imediatamente após a Declaração de Comercialidade em cada Campo.

8.2.1. A conclusão da Revisão, tendo por base os valores e volumes revistos nos termos do parágrafo 8.2, será feita após a data da última Declaração de Comercialidade.

8.2.2. Os pagamentos e restituições mencionados nos parágrafos 8.8.(a) e 8.9 ocorrerão somente após a conclusão da Revisão, observado o disposto no parágrafo 8.10.

8.3. A Revisão de cada Bloco fica condicionada ao cumprimento integral, pela Cessionária, das atividades previstas no Programa de Exploração Obrigatório e à aprovação pela ANP do Relatório Final do Programa de Exploração Obrigatório do respectivo Bloco.

Condições

8.4. A Revisão será feita com fundamento em laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras independentes, a serem contratadas pela ANP e pela Cessionária, que deverão considerar as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, incluindo, mas não

se limitando, os seguintes itens: (a) as informações constantes do Relatório Final do Programa de Exploração Obrigatório; (b) os preços de mercado do Petróleo e Gás Natural; e (c) a especificação do produto da Lavra.

8.5. A Revisão seguirá as premissas dispostas no Anexo V – Diretrizes para a Revisão do Contrato.

8.6. A decisão das Partes quanto às mudanças na expectativa de produção dos volumes de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos em cada Bloco da Área do Contrato, e respectiva valoração, realizadas no âmbito da Revisão será incorporada às disposições deste Contrato por meio de aditamento contratual.

8.7. Os termos da Revisão deste Contrato deverão ser submetidos à prévia apreciação do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

Consequências

8.8. Na data de conclusão da Revisão, caso o Valor Revisto do Contrato seja superior ao Valor Inicial do Contrato, a Cessionária poderá, mediante prévio acordo com a Cedente, utilizar quaisquer das modalidades de pagamento abaixo descritas, individual ou conjuntamente:

(a) pagamento da diferença, calculada segundo disposto no parágrafo 8.9.3, à Cedente, em dinheiro ou títulos da dívida pública federal, na forma e prazo acordados entre as Partes; ou

(b) redução do Volume Máximo a ser produzido sob a égide deste Contrato, inclusive com a possibilidade de devolução de Blocos contidos na Área do Contrato.

8.9. Na data de conclusão da Revisão, caso o Valor Revisto do Contrato seja inferior ao Valor Inicial do Contrato, a Cedente deverá restituir a diferença à Cessionária.

8.9.1. A restituição referida no parágrafo 8.9 poderá ocorrer em dinheiro, títulos da dívida pública, valores mobiliários emitidos pela Cessionária, ou por outro meio acordado pelas Partes, sujeita às leis orçamentárias.

8.9.2. A diferença entre o valor revisto de cada Bloco e o valor inicial de cada Bloco, em dólares norte-americanos, será convertida para Reais, na data de Revisão de cada Bloco, pela média da taxa de câmbio PTAX compra vigente nos últimos 30 (trinta) dias e será corrigida pela taxa Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) até a data da conclusão da Revisão de que trata o parágrafo 8.2.1.

8.9.3. A diferença entre o Valor Revisto do Contrato e o Valor Inicial do Contrato será a soma das diferenças apuradas, Bloco a Bloco, conforme o parágrafo 8.9.2 na data da conclusão da Revisão.

8.10. Nas hipóteses descritas nos parágrafos 8.8(a) e 8.9, o pagamento da diferença devida pela Cessionária ou a restituição devida pela Cedente ocorrerá em período não superior a 3 (três) anos, corrigindo-se os valores monetariamente pela taxa SELIC da data da conclusão da Revisão até a data de efetivo pagamento.

8.11. Na hipótese definida no parágrafo 8.8 (b), o cálculo da redução do Volume Máximo será efetuado dividindo-se a parcela da diferença calculada segundo o disposto no parágrafo 8.9.3 e não paga nos termos do parágrafo 8.8.(a) pelo valor revisado do Barril no Bloco cujo volume será reduzido, convertido para Reais, na data de Revisão do respectivo Bloco, pela média da taxa de câmbio PTAX compra, vigente nos 30 (trinta) dias que antecederem a Revisão, corrigida pela taxa SELIC.

Bloco Contingente

8.12. O Bloco Contingente é aquele indicado no Anexo I – Área do Contrato.

8.13. A Cessionária poderá requerer à Cedente a execução das atividades do Programa de Exploração Obrigatório no Bloco Contingente no prazo máximo de 4 (quatro) anos contados da Data de Assinatura e desde que comprovado, segundo as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, que o total dos volumes recuperáveis contidos nos Blocos Definitivos seja inferior ao Volume Máximo.

8.13.1. A Cedente decidirá sobre o pedido da Cessionária após ouvida a ANP.

8.13.2. A execução do Programa de Exploração Obrigatório no Bloco Contingente deverá ocorrer dentro do prazo da Fase de Exploração, observado o disposto no parágrafo 10.2.

8.13.3. Caso seja aprovado pela Cedente o pedido de que trata o parágrafo 8.13, o Bloco Contingente será submetido ao procedimento de Revisão, após a respectiva Declaração de Comercialidade, nos termos do disposto nesta Cláusula Oitava.

8.14. A qualquer tempo, caso as Partes reconheçam a possibilidade de Produção do Volume Máximo nos Blocos Definitivos, a Cessionária deverá devolver imediatamente o Bloco Contingente à Cedente, segundo as regras e obrigações previstas na Cláusula Sétima.

8.15. Caso ocorra a devolução referida do parágrafo 8.14, extingue-se a obrigação da Cessionária de executar as atividades do Programa de Exploração Obrigatório no Bloco Contingente.

Conclusão da Revisão

8.16. A Revisão deste Contrato, após a aprovação referida no parágrafo 8.7, será feita por aditamento contratual, válido após assinatura pelos representantes das Partes, ao qual será dada publicidade pela Cedente.

CAPÍTULO IV - FASES DO CONTRATO

CLÁUSULA NONA: DAS FASES

9.1. O exercício das atividades objeto deste Contrato será dividido em duas fases:

(a) Fase de Exploração, que inclui as atividades de Avaliação de eventual Descoberta de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos, para determinação de sua comercialidade; e

(b) Fase de Produção, que incluirá as atividades de Desenvolvimento.

9.2. As atividades de Exploração e Avaliação poderão também ser executadas com:

(a) poços pioneiros ou de extensão de Descobertas realizadas em áreas contíguas que sejam exploradas sob o regime de concessão ou outro regime de Exploração e Produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos;

(b) levantamentos sísmicos 3D contratados em regime exclusivo pela própria Cessionária ou originados de levantamentos sísmicos não-exclusivos autorizados pela ANP.

CLÁUSULA DÉCIMA: FASE DE EXPLORAÇÃO

Início

10.1. A Fase de Exploração começará na Data de Assinatura e terminará com a Declaração de Comercialidade da respectiva Jazida descoberta em cada Bloco contido na Área do Contrato.

Prazo

10.2. A Fase de Exploração terá a duração máxima de 4 (quatro) anos para a execução das atividades do Programa de Exploração Obrigatório e de eventuais trabalhos adicionais realizados nos termos do parágrafo 10.3.1, prorrogável por 2 (dois) anos.

Programa de Exploração Obrigatório

10.3. Durante a Fase de Exploração, a Cessionária executará integralmente as atividades constantes do Programa de Exploração Obrigatório, conforme contido no Anexo IV – Programa de Exploração Obrigatório.

10.3.1. A Cessionária poderá executar trabalhos adicionais além daqueles incluídos no Programa de Exploração Obrigatório, devendo solicitar aprovação à ANP do programa de trabalhos adicionais antes do início de sua execução.

10.4. Para fins do cumprimento do Programa de Exploração Obrigatório, somente serão considerados aceitos dados cujos levantamentos tenham sido realizados de acordo com os requisitos e os padrões técnicos estabelecidos pela ANP.

10.5. Para a aquisição de dados exclusivos, a Cessionária poderá promover a contratação de empresas especializadas, desde que sejam previamente cumpridas as exigências constantes nas normas editadas pela ANP.

10.6. Todos os poços constantes no Programa de Exploração Obrigatório deverão atingir o objetivo geológico mínimo definido no Anexo IV – Programa de Exploração Obrigatório e somente serão considerados para fins de cumprimento do Programa de Exploração Obrigatório após a verificação, pela ANP, de que atenderam a todos os requisitos definidos nos padrões técnicos por ela estabelecidos.

10.6.1. Caso a Cessionária interrompa a perfuração de um poço e abandone-o antes de alcançar o objetivo geológico mínimo, o mesmo não será considerado para o cumprimento das obrigações do Programa de Exploração Obrigatório, a menos que a ANP, a seu exclusivo critério, assim o decida.

10.7. Todos os dados referentes à Fase de Exploração deverão ser entregues pela Cessionária à ANP, nos prazos e condições estabelecidas em normas regulatórias editadas pela ANP.

10.7.1. A ANP, no prazo de 150 (cento e cinquenta) dias, analisará os dados apresentados pela Cessionária com base nas conclusões do laudo de controle de qualidade e os devolverá à Cessionária caso esses não atendam os requisitos definidos nos padrões técnicos estabelecidos pela ANP. Na hipótese de devolução, os dados deverão ser reapresentados pela Cessionária com as retificações e no prazo determinados pela ANP.

Notificação de Descoberta

10.8. Qualquer Descoberta, dentro da Área do Contrato, de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos, minerais e, em geral, quaisquer recursos naturais, será notificada pela Cessionária à ANP, em caráter exclusivo e por escrito, no prazo máximo de 72 (setenta e duas) horas.

10.8.1. A notificação será acompanhada de todos os dados e informações pertinentes disponíveis.

Avaliação de Novo Reservatório

10.9. A Cessionária pode, a seu critério, avaliar um novo Reservatório de Petróleo, Gás Natural ou de Hidrocarbonetos Fluidos a qualquer momento. A Avaliação será realizada integral e necessariamente durante a Fase de Exploração.

10.9.1. Caso a Cessionária decida avaliar a Descoberta, esta notificará e entregará à ANP, o respectivo Plano de Avaliação de Descoberta, antes do início proposto das atividades.

10.9.2. A Cessionária está autorizada a iniciar a execução do Plano de Avaliação de Descoberta imediatamente após a sua aprovação pela ANP.

Aprovação e Modificações do Relatório Final do Programa de Exploração Obrigatório

10.10. A ANP terá prazo de 150 (cento e cinqüenta) dias, contados do recebimento do Relatório Final do Programa de Exploração Obrigatório, para aprová-lo ou solicitar à Cessionária modificações justificadas.

10.10.1. Caso a ANP solicite modificações no Relatório Final do Programa de Exploração Obrigatório, a Cessionária deverá apresentá-las no prazo máximo de 60 (sessenta) dias contados da referida solicitação.

10.10.2. Quaisquer alterações no Relatório Final do Programa de Exploração Obrigatório sugeridas pela Cessionária estarão sujeitas à prévia aprovação da ANP, no prazo previsto no parágrafo 10.10.

10.11. O Relatório Final do Programa de Exploração Obrigatório deverá contemplar o cumprimento do percentual mínimo estabelecido de Conteúdo Local, conforme Cláusula Vigésima Quarta.

Não cumprimento do Programa de Exploração Obrigatório

10.12. No caso de haver atraso de até 24 (vinte e quatro) meses no cumprimento das atividades do Programa de Exploração Obrigatório, em qualquer Bloco da Área do Contrato, será aplicada multa à Cessionária correspondente ao valor das atividades não executadas, proporcional ao número de dias de atraso.

10.13. Em caso de atraso superior a 24 (vinte e quatro) meses no cumprimento de qualquer parcela do Programa de Exploração Obrigatório de qualquer Bloco da Área do Contrato, a multa prevista no item 10.12 será substituída por multa correspondente a 2 (duas) vezes o valor das atividades listadas no Programa de Exploração Obrigatório para o respectivo Bloco.

10.14. A Fase de Exploração será estendida pelo prazo necessário para o cumprimento das atividades em atraso, devendo a Cessionária apresentar o Relatório Final do Programa de Exploração Obrigatório após a conclusão das atividades em atraso.

Opções decorrentes da conclusão da Fase de Exploração e Avaliação

10.15. Após o cumprimento do Programa de Exploração Obrigatório no respectivo Bloco, a Cessionária poderá, a seu critério e mediante notificação por escrito à ANP:

(a) encerrar a Fase de Exploração, com a apresentação da Declaração de Comercialidade; ou

(b) informar não ter havido Descobertas que justifiquem investimentos em Desenvolvimento, o que implicará a devolução do respectivo Bloco, na data de recebimento da notificação.

Relatório de Devolução de Bloco na Fase de Exploração

10.16. No prazo de 60 (sessenta) dias após o término da Fase de Exploração, a Cessionária encaminhará à ANP relatório de devolução de Blocos.

10.16.1. A entrega do relatório de devolução não implica qualquer tipo de reconhecimento ou quitação por parte da Cedente ou da ANP, nem exime a Cessionária do cumprimento do Programa de Exploração Obrigatório e das responsabilidades indicadas na Cláusula Vigésima Quinta.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA: DESCOBERTA E OUTROS RECURSOS NATURAIS

Novas Descobertas após a Revisão

11.1. Qualquer Descoberta de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos, na Área do Contrato, ocorrida após a Revisão de que trata a Cláusula Oitava e que justifiquem os investimentos em Exploração e Produção, de acordo com a ANP, poderá ser explorada e produzida pela Cessionária.

11.1.1. Quaisquer volumes de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos produzidos a partir da Descoberta a que se refere o parágrafo 11.1 terão o mesmo valor previsto para o Bloco no qual a mesma se encontra e serão contabilizados no Volume Máximo, conforme estabelecido no Anexo II – Volumes e Valores da Cessão Onerosa.

Outros Recursos Naturais

11.2. No caso de Descoberta de outros recursos naturais que não Petróleo, Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos, ficará a Cessionária obrigada a cumprir as instruções e permitir a execução das providências determinadas pela ANP ou outras autoridades competentes, cabendo-lhe ainda abster-se de quaisquer medidas que possam pôr em risco ou de alguma forma prejudicar os recursos naturais descobertos.

11.2.1. A Cessionária não será obrigada a suspender suas atividades, exceto nos casos em que, a critério da ANP, essas coloquem em risco os recursos naturais descobertos.

11.2.2. Qualquer suspensão das atividades, exclusivamente devida à Descoberta de outros recursos naturais, terá seu prazo computado e reconhecido pela Cedente para efeito da observância dos prazos definidos neste Contrato, unicamente para aquelas áreas em que houver suspensão das atividades.

11.3. A Cessionária deverá dar tratamento adequado aos contaminantes e aos recursos naturais resultantes das atividades de Produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos, evitando o seu descarte no meio ambiente, devendo tal tratamento estar previsto no Plano de Desenvolvimento.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA: DECLARAÇÃO DE COMERCIALIDADE

Opção da Cessionária

12.1. A Cessionária, por meio de notificação à ANP, poderá, a seu critério, efetuar a Declaração de Comercialidade de Descoberta, após o cumprimento do Programa de Exploração Obrigatório.

Devolução da Área da Descoberta

12.2. Se a Cessionária decidir não fazer a Declaração de Comercialidade de uma Descoberta avaliada, o Bloco em questão será integralmente devolvido à Cedente.

Continuação de Exploração ou Avaliação

12.3. O fato de a Cessionária efetuar uma ou mais Declarações de Comercialidade dentro de um mesmo Bloco não implicará redução ou modificação das obrigações previstas no Anexo IV - Programa de Exploração Obrigatório, que continuarão em vigor de acordo com os prazos e condições definidos neste Contrato.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA: FASE DE PRODUÇÃO

Início

13.1 A Fase de Produção de cada Campo começará na data da entrega pela Cessionária à ANP da Declaração de Comercialidade e estender-se-á até o Prazo de Vigência do Contrato.

Plano de Desenvolvimento

13.2 Após a entrega da Declaração de Comercialidade, a Cessionária deverá entregar à ANP, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, o respectivo Plano de Desenvolvimento, preparado com observância da racionalização da produção e o controle do declínio das reservas, o qual indicará a respectiva Área de Desenvolvimento.

13.3 À Cessionária será permitido reter as Áreas de Desenvolvimento aprovadas pela ANP.

13.3.1 Enquanto não aprovado o Plano de Desenvolvimento pela ANP, a Cessionária continuará a reter as áreas contidas no referido Plano e devolverá todas as áreas nele não incluídas.

13.4 O Plano de Desenvolvimento deverá contemplar o cumprimento do percentual mínimo estabelecido de Conteúdo Local conforme Cláusula Vigésima Quarta.

Área de Desenvolvimento

13.5 A Área de Desenvolvimento será circunscrita por uma linha traçada de modo a abranger, além de uma faixa circundante de segurança técnica de no máximo 1 (um) km, a totalidade da Jazida ou Jazidas a serem produzidas, determinada com base nos dados e informações obtidas durante a execução das atividades da Fase de Exploração, e de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

13.6 A Cessionária reterá, da Área de Desenvolvimento, apenas a área do Campo resultante da conclusão do Desenvolvimento, devolvendo imediatamente à Cedente as parcelas restantes.

13.6.1 A área de cada Campo estará circunscrita por uma única linha poligonal fechada.

Aprovação e Execução do Plano de Desenvolvimento

13.7 A ANP terá 180 (cento e oitenta) dias, contados do recebimento do Plano de Desenvolvimento, para aprová-lo ou solicitar à Cessionária quaisquer modificações que julgar necessárias.

13.7.1 Caso a ANP não se pronuncie dentro desse prazo, o Plano de Desenvolvimento será considerado aprovado.

13.8 A solicitação de modificações no Plano de Desenvolvimento pela ANP à Cessionária interromperá o prazo previsto no parágrafo 13.7.

13.8.1 A Cessionária deverá reapresentar o Plano de Desenvolvimento com as modificações solicitadas pela ANP no prazo de 60 (sessenta) dias, contado do recebimento da notificação.

13.9 A Cessionária conduzirá todas as Operações com relação à Área de Desenvolvimento em questão de acordo com o Plano de Desenvolvimento.

Revisões e Alterações

13.10 Caso ocorram mudanças nas condições técnicas ou econômicas utilizadas na elaboração do Plano de Desenvolvimento, a Cessionária poderá solicitar modificações à ANP, acompanhadas de exposição de motivos.

13.10.1 A ANP poderá exigir que a Cessionária faça as alterações ao Plano de Desenvolvimento, caso entenda que o referido plano deixou de atender à legislação brasileira e às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

Início da Produção

13.11 A Cessionária manterá a ANP informada sobre a data de início da Produção de cada Campo, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias.

13.11.1 A Cessionária deverá notificar à ANP do efetivo início da Produção, em até 24 (vinte e quatro) horas.

Programa Anual de Produção

13.12 Até o dia 31 de outubro de cada ano civil, a Cessionária entregará à ANP, para cada Campo, o Programa Anual de Produção do ano subseqüente, de acordo com o Plano de Desenvolvimento do Campo.

13.13 O Programa Anual de Produção deverá conter as explicações pertinentes, sempre que o total anual da Produção nele indicado apresentar variação maior ou igual a 10% (dez por cento) do total anual previsto no Plano de Desenvolvimento do respectivo Campo.

13.14 O Programa Anual de Produção relativo ao ano civil em que a Produção tiver início será entregue à ANP com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias da Data de Início da Produção prevista.

13.15 Caso a ANP aprove a continuidade da Produção sem interrupção após um Teste de Longa Duração, o Programa Anual de Produção deverá ser entregue em até 5 (cinco) dias úteis antes do término previsto do referido teste.

13.16 Apresentado o Programa Anual de Produção, estará a Cessionária obrigada a cumpri-lo.

Modificação pela ANP

13.17 A ANP terá o prazo de 30 (trinta) dias, contados do recebimento do Programa Anual de Produção, para solicitar à Cessionária quaisquer modificações que julgar necessárias.

13.17.1 Caso a ANP solicite modificações, a Cessionária terá 30 (trinta) dias contados da data da referida solicitação, para reapresentar o Programa Anual de Produção com as modificações solicitadas.

13.18 Caso a ANP não tenha aprovado o Programa Anual de Produção até o início do respectivo período, será utilizado, em qualquer mês e até a aprovação do referido programa, o nível de Produção mais baixo entre aqueles propostos pela Cessionária e pela ANP.

Revisão do Programa Anual de Produção

13.19 A Cessionária e a ANP poderão acordar, a qualquer tempo, a revisão de Programa Anual de Produção em curso, desde que tal revisão satisfaça aos padrões determinados pela ANP.

13.19.1 A ANP poderá solicitar a revisão do Programa Anual de Produção, desde que seja apresentada justificativa técnica.

13.19.2 Cessionária terá 30 (trinta) dias para reapresentar o Programa Anual de Produção com as modificações solicitadas pela ANP.

Variação Autorizada

13.20 O volume efetivamente produzido em cada Campo, a cada mês, não poderá variar mais de 15% (quinze por cento) em relação ao nível de Produção previsto para esse mês no Programa Anual de Produção em curso, exceto quando essa variação resultar de motivos técnicos, caso fortuito ou força maior, conforme justificativa a ser apresentada à ANP até o 15º (décimo quinto) dia do mês subsequente.

Interrupção Temporária da Produção

13.21 De acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, a Cessionária poderá solicitar que a ANP aprove, por meio de manifestação prévia e expressa, a interrupção da Produção de um Campo, por um período máximo de 1 (um) ano.

13.21.1 Nos casos de emergência ou força maior, a Cessionária poderá interromper a Produção, sem prejuízo da imediata comunicação à ANP.

13.22 A ANP avaliará a solicitação no prazo de 60 (sessenta) dias, podendo solicitar esclarecimentos à Cessionária, caso em que o prazo para análise será interrompido.

Realocação dos Volumes da Cessão Onerosa

13.23 As Partes poderão, após manifestação técnica da ANP, negociar a realocação para outro Bloco ou Blocos dentro da Área do Contrato dos volumes de referência distribuídos para cada Bloco, conforme o Anexo II – Volumes e Valores da Cessão Onerosa, respeitando-se nesta realocação os valores vigentes para o Barril em cada Bloco da Área do Contrato e procedendo-se aos ajustes necessários.

13.23.1 A realocação de que trata o parágrafo 13.23 poderá ocorrer apenas após a Revisão de que trata a Cláusula Oitava e desde que:

(a) a autoridade ambiental competente não conceda, em definitivo, o licenciamento ambiental para o exercício das atividades de Exploração e Produção de Petróleo, Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos em determinado Bloco ou Campo; ou

(b) a produção dos volumes previstos no Anexo II – Volumes e Valores da Cessão Onerosa não seja viável, segundo as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, em decorrência exclusiva das características geológicas dos reservatórios, mantidas as premissas econômicas utilizadas na Revisão.

13.24 A manifestação técnica da ANP a que se refere parágrafo 13.23 deverá analisar se o pedido de realocação da Cessionária está de acordo com as condições estabelecidas neste Contrato e com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

13.25 Para a realocação, o volume a ser recuperado no novo Bloco será aquele resultante da multiplicação do volume a ser realocado pela razão entre o valor do Barril no Bloco em que o volume não produzido estava originalmente alocado e o valor do Barril no Bloco para o qual for realizada a realocação.

13.26 Caso seja possível a realocação apenas de parte do volume de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos não produzido pela Cessionária, a Cedente ressarcirá à Cessionária o Valor a Recuperar, que corresponde ao montante equivalente à multiplicação do volume não recuperável após a realocação pelo valor do Barril no Bloco para o qual foi realizada a realocação.

13.26.1 O Valor a Recuperar, em dólares norte-americanos, será convertido para Reais, na data da Revisão de cada Bloco, pela média da taxa de câmbio PTAX compra vigente nos últimos 30 (trinta) dias a esta Revisão e será

corrigido pela taxa SELIC, considerando-se o período entre a Data de Revisão no respectivo Bloco e a data do efetivo pagamento pela Cedente.

13.27 Se ficar evidenciado que não é possível realizar a realocação de qualquer volume conforme previsto nos parágrafos anteriores, a Cedente deverá ressarcir à Cessionária o valor resultante da multiplicação do total do volume de Barris Equivalente de Petróleo não produzido pelo valor do Barril no respectivo Bloco, convertido em reais, pela média da taxa de câmbio PTAX compra vigente nos últimos 30 (trinta) dias à Revisão, corrigido pela taxa SELIC, considerando-se o período entre a Data de Revisão do respectivo Bloco e a data do efetivo pagamento pela Cedente.

13.28 A forma e o prazo do pagamento do valor a ser ressarcido conforme decorrente das previsões contidas nos parágrafos 13.26 e 13.27 serão negociados entre a Cedente e a Cessionária e ocorrerão em período não superior a 3 (três) anos.

13.29 A realocação será feita pelas Partes por meio de aditamento ao Contrato.

CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA: DEVOLUÇÃO DE CAMPOS

Devolução de Campos

14.1 Concluída a Produção dos volumes indicados no Anexo II - Volumes e Valores da Cessão Onerosa, ou extinto este Contrato por qualquer motivo, o Campo será devolvido à Cedente.

14.2 Para cada um dos Campos, no prazo de 36 (trinta e seis) meses antes da data prevista para a finalização da Produção dos volumes indicados no Anexo II - Volumes e Valores da Cessão Onerosa, da data final do Prazo de Vigência do Contrato, ou da estimativa de exaustão dos volumes comercialmente extraíveis, o que ocorrer primeiro, a Cessionária deverá notificar e submeter à ANP relatório, que deverá conter informações sobre:

(a) poços;
(b) linhas de escoamento;
(c) plantas;
(d) equipamentos e outros ativos;
(e) perspectiva de Produção adicional;
(f) perspectiva de esgotamento do Campo; e
(g) outras considerações relevantes.

14.3 Caso o relatório de que trata o parágrafo 14.2 indicar a possibilidade de exaustão de Produção do referido Campo durante a vigência deste Contrato, a Cessionária submeterá à ANP, no prazo de 1 (um) ano da estimativa de finalização da Produção, um Programa de Desativação das Instalações, descrevendo a proposta de tamponar e abandonar os poços, a desativação e remoção de plantas, equipamentos e outros ativos e todas as demais considerações relevantes sobre o Campo.

14.4 A ANP terá o prazo de 120 (cento e vinte) dias, a partir do recebimento do Programa de Desativação das Instalações, para aprová-lo ou solicitar à Cessionária as modificações que julgar necessárias.

14.4.1 Caso a ANP solicite modificações, a Cessionária terá 60 (sessenta) dias, contados da data de recebimento da notificação, para apresentá-las à ANP.

14.4.2 A ANP poderá requerer que a Cessionária não tampone e não abandone poços, bem como não desative ou remova certas instalações e equipamentos, ficando responsável por tais poços, instalações e equipamentos após a saída da Cessionária.

14.5 O início da execução do Programa de Desativação das Instalações aprovado pela ANP não poderá ocorrer antes de 180 (cento e oitenta) dias contados a partir de sua apresentação, exceto quando expressamente autorizado pela ANP.

14.6 Caso haja a necessidade de desativação de Campo, a devolução da área do Campo à Cedente ocorrerá apenas após o cumprimento do respectivo Programa de Desativação das Instalações aprovado pela ANP.

14.7 A responsabilidade da Cessionária relativamente à desativação e abandono de um Campo será limitada às instalações, equipamentos e outros bens constituídos sob a égide deste Contrato.

14.8 Caso haja poços ou infraestrutura de produção na Área do Contrato preexistentes à assinatura deste Contrato que a Cessionária venha, a qualquer tempo, utilizar ou dispor para qualquer finalidade, a Cessionária assumirá as responsabilidades de que tratam as Cláusulas Vigésima Segunda e Vigésima Quinta.

14.9 A Cessionária preverá os recursos necessários para a desativação e abandono de Campo no Plano de Desenvolvimento, os quais serão revistos periodicamente ao longo da Fase de Produção.

14.9.1 O custo das operações de desativação e abandono de um Campo será calculado de modo a cobrir as atividades de abandono definitivo de poços, desativação e remoção de linhas e instalações e reabilitação de áreas.

14.10 Na hipótese de continuidade da Produção de um Campo contido na Área do Contrato sob outro regime de Produção, a responsabilidade da Cessionária quanto

à desativação e ao abandono será proporcional ao volume produzido pela Cessionária sob a égide deste Contrato em relação ao volume total de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos produzido no respectivo Campo sob qualquer regime de Produção.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA: MEDIÇÃO, ENTREGA E DISPONIBILIDADE DA PRODUÇÃO

Medição

15.1 A partir da data de início da Produção de cada Campo, o volume e a qualidade do Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos produzidos serão medidos periódica e regularmente no Ponto de Medição da Produção, por conta e risco da Cessionária, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no Plano de Desenvolvimento.

Boletins Mensais

15.2 Até o 15º (décimo quinto) dia de cada mês e a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a Data de Início da Produção de cada Campo, a Cessionária entregará à ANP um boletim mensal de Produção do Campo.

Consumo nas Operações

15.3 A Cessionária poderá utilizar, como combustível, na execução das Operações, Petróleo, Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos produzidos na Área do Contrato, desde que aprovado pela ANP.

15.3.1 A Cessionária informará à ANP sobre as quantidades de Petróleo, de Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos utilizadas como combustível, através de notificações detalhadas e específicas, obrigando-se, a partir da data de início da Produção de cada Campo, a incluir tais informações nos boletins mensais de Produção previstos no parágrafo 15.2, ficando ainda entendido que todas essas quantidades serão consideradas para efeito de pagamento dos Royalties e para o cômputo do Volume Máximo.

Produção de Teste

15.4 Os resultados, dados brutos e as interpretações de quaisquer testes de formação ou produção realizados pela Cessionária durante a execução das Operações deste Contrato, inclusive os volumes de Petróleo, Gás Natural, outros Hidrocarbonetos Fluidos e água produzidos, serão informados à ANP imediatamente após sua conclusão, ou de acordo com a periodicidade estabelecida nos Planos de Avaliação de Descoberta aprovados, quando se tratar de Testes de Longa Duração.

15.4.1 Os volumes de Petróleo, Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos obtidos durante esses testes serão de propriedade da Cessionária e considerados para efeito de pagamento dos Royalties e para o cômputo do Volume Máximo.

Gás Natural Associado

15.5 Os volumes de Gás Associado produzidos sob este Contrato poderão ser utilizados pela Cessionária nos termos do parágrafo 15.3, ficando sua queima em *flares*, sujeita à prévia aprovação por escrito da ANP.

Perdas e Queimas

15.6 Quaisquer perdas e queimas de Petróleo ou Gás Natural ocorridas durante as Operações da Cessionária serão incluídas no Volume Máximo, previsto no parágrafo 2.2.

15.6.1 Serão computados nos cálculos para pagamento de Royalties pela Cessionária os volumes relativos a perdas e queimas de Petróleo e Gás Natural ocorridas durante as Operações.

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA: INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

Procedimento

16.1 O procedimento de individualização da Produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos deverá ser instaurado quando se identificar que a Jazida se estende para além da Área do Contrato.

16.2 A Cessionária deverá notificar à ANP imediatamente após a identificação de Jazida mencionada no parágrafo 16.1, e apenas poderá exercer atividades de Pesquisa e Lavra mediante a celebração de Acordo de Individualização da Produção com Concessionário ou contratado sob outro regime de Exploração e Produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos na área para qual se estender a Jazida.

16.2.1 Quando a Jazida se estender para área não concedida ou não contratada sob outro regime de Exploração e Produção, a União indicará representante para a negociação e celebração do Acordo de Individualização da Produção com a Cessionária.

16.3 A ANP estabelecerá prazo para celebração do Acordo de Individualização da Produção entre a Cessionária e o Interessado.

16.4 A Cessionária e o Interessado celebrarão Acordo de Individualização da Produção, observando as diretrizes do CNPE, bem como as normas e os procedimentos estabelecidos pela ANP.

16.5 O Acordo de Individualização da Produção deverá estabelecer:

(a) o operador da Jazida individualizada;
(b) a participação de cada uma das partes na Jazida individualizada e hipóteses e critérios de revisão;
(c) plano de desenvolvimento da área objeto de individualização de produção;
(d) regras de conteúdo local; e
(e) mecanismos de solução de controvérsia.

16.6 A ANP acompanhará a negociação entre a Cessionária e o Interessado para a celebração do Acordo da Individualização de Produção.

16.7 A Cessionária e o Interessado deverão submeter para a aprovação da ANP a proposta de Acordo de Individualização da Produção, que terá prazo de 60 (sessenta) dias para se manifestar, contado do recebimento da proposta.

16.8 A ANP poderá solicitar as modificações que julgar cabíveis na proposta de Acordo de Individualização da Produção.

16.8.1 A Cessionária e o Interessado terão prazo de 60 (sessenta) dias, contado da data da referida solicitação, para discuti-las e apresentar nova proposta à ANP.

16.9 Transcorrido o prazo estabelecido pela ANP sem que a Cessionária e o Interessado tenham celebrado o Acordo de Individualização da Produção, a ANP determinará, em até 120 (cento e vinte) dias e com base em laudo técnico, a forma de apropriação dos direitos e obrigações sobre a Jazida individualizada, e notificará a Cessionária e o Interessado para que firmem o Acordo de Individualização da Produção.

16.10 A recusa da Cessionária em firmar o Acordo de Individualização da Produção implicará a devolução à Cedente da área passível de individualização da produção.

16.11 O Desenvolvimento e Produção da Jazida ficarão suspensos enquanto não aprovado o Acordo de Individualização da Produção entre Cessionária e Interessado, exceto nos casos autorizados e sob as condições definidas pela ANP.

CAPÍTULO V - EXECUÇÃO DAS OPERAÇÕES

CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA: EXECUÇÃO PELA CESSIONÁRIA

Diligência na Condução das Operações

17.1 A Cessionária se compromete a empregar na condução das Operações, sempre que apropriadas e economicamente justificáveis, a juízo da ANP, suas experiências técnicas e tecnologias mais avançadas, inclusive aquelas que melhor possam incrementar o rendimento econômico e a Produção das Jazidas.

Licenças, Autorizações e Permissões

17.2 Caberá à Cessionária, por sua conta e risco, obter todas as licenças, autorizações, permissões e direitos, exigidos nos termos da lei, por determinação das autoridades competentes ou em razão de direito de terceiros, referidos ou não neste Contrato, inclusive relativos ao meio ambiente, e que sejam necessários para a execução das Operações.

17.3 Caso as licenças, autorizações, permissões e direitos referidos no parágrafo 17.2 dependam de acordo com terceiros, a negociação e execução de tais acordos serão da exclusiva responsabilidade da Cessionária, podendo a Cedente e a ANP fornecer a assistência descrita no parágrafo 19.4.

17.4 A Cessionária responderá pela infração do direito de uso de materiais e processos de execução protegidos por marcas, patentes ou outros direitos, correndo por sua conta o pagamento de quaisquer ônus, comissões, indenizações ou outras despesas decorrentes da referida infração, inclusive as judiciais.

Livre Acesso à Área do Contrato

17.5 Durante a vigência deste Contrato, a Cessionária terá livre acesso à Área do Contrato e às instalações nela localizadas.

Perfuração e Abandono de Poços

17.6 A Cessionária notificará previamente à ANP, por escrito, sobre o início da perfuração de qualquer poço na Área do Contrato, encaminhando à ANP, nessa oportunidade, programa de trabalho com informações detalhadas sobre as Operações de perfuração previstas, bem como sobre os equipamentos e materiais a

serem para tanto utilizados.

17.7 A Cessionária poderá interromper a perfuração de um poço e abandoná-lo antes de alcançar o objetivo geológico previsto.

Programas de Trabalhos Adicionais

17.8 A Cessionária poderá, a qualquer momento, propor a execução de trabalhos adicionais na Área do Contrato, para além daqueles incluídos em quaisquer planos ou programas já aprovados nos termos deste Contrato. O programa respectivo, especificando os trabalhos adicionais propostos e os investimentos necessários, será submetido à ANP.

Aquisição de Dados fora da Área do Contrato

17.9 Mediante solicitação por escrito da Cessionária acompanhada da justificativa técnica detalhada, a ANP poderá autorizar a Cessionária a adquirir dados geológicos, geoquímicos ou geofísicos fora dos limites da Área do Contrato, ou a realização de estudos da mesma natureza.

17.10 Os dados adquiridos fora da Área do Contrato e os estudos que vierem a ser realizados, segundo o disposto no parágrafo 17.9, serão classificados como públicos imediatamente após sua aquisição.

17.11 Os dados e estudos adquiridos ou realizados pela Cessionária referidos no parágrafo 17.9 deverão obedecer aos critérios estabelecidos pelas normas regulatórias editadas pela ANP, quanto a prazos, forma e qualidade, e ficarão armazenados no Banco de Dados de Exploração e Produção – BDEP da ANP.

CLÁUSULA DÉCIMA OITAVA: DISPOSIÇÃO DO PETRÓLEO, DO GÁS NATURAL E DE OUTROS HIDROCARBONETOS FLUIDOS

Livre Disposição e Abastecimento do Mercado Nacional

18.1 Estará assegurada à Cessionária a livre disposição dos volumes de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos por ela produzidos nos termos deste Contrato.

18.1.1. Se, em caso de emergência nacional que possa colocar em risco o fornecimento de Petróleo ou Gás Natural no território nacional, declarada pelo Presidente da República ou pelo Congresso Nacional, houver necessidade de limitar exportações de Petróleo, Gás Natural ou de outros Hidrocarbonetos Fluidos, a ANP poderá, mediante notificação por escrito

com antecedência de 30 (trinta) dias, determinar que a Cessionária atenda, com Petróleo, Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos por ela produzidos e recebidos nos termos deste Contrato, às necessidades do mercado interno ou de composição dos estoques estratégicos do País. A participação da Cessionária será feita, em cada mês, na proporção de sua participação na Produção nacional de Petróleo, Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos do mês anterior.

CLÁUSULA DÉCIMA NONA: CONTROLE DAS OPERAÇÕES E ASSISTÊNCIA À CESSIONÁRIA

Acompanhamento, Fiscalização e Controle pela ANP

19.1 A ANP, diretamente ou mediante convênios com órgãos dos Estados ou do Distrito Federal, exercerá acompanhamento e fiscalização permanentes das Operações realizadas na Área do Contrato.

19.2 A ação ou omissão do acompanhamento e fiscalização de que trata o parágrafo 19.1, de nenhum modo excluirá ou reduzirá a responsabilidade da Cessionária pelo fiel cumprimento das suas obrigações.

19.3 A ANP terá livre acesso à Área do Contrato e às Operações em curso, aos equipamentos e instalações, bem como a todos os registros, estudos e dados técnicos disponíveis, para fins do acompanhamento e fiscalização das Operações, bem como para a inspeção de instalações e equipamentos.

19.3.1 No cumprimento das atividades de fiscalização e acompanhamento, a ANP envidará esforços para não prejudicar a execução normal das Operações.

19.3.2 A Cessionária fornecerá aos representantes da ANP transporte, alimentação, alojamento e demais serviços adequados nos locais a serem fiscalizados, em igualdade de condições àqueles fornecidos ao seu próprio pessoal.

Assistência à Cessionária

19.4 A Cedente e a ANP, quando solicitadas e sempre no estrito limite legal de suas competências e atribuições, poderão prestar assistência à Cessionária na obtenção das licenças, autorizações, permissões e direitos referidos no 17.2.

Exoneração de responsabilidade da Cedente e da ANP

19.5 Em hipótese alguma, a Cedente e a ANP assumirão qualquer responsabilidade pela execução ou não da atividade para a qual sua assistência tiver sido solicitada nos termos do parágrafo 19.4, responsabilidade essa que continuará integralmente com a Cessionária.

CLÁUSULA VIGÉSIMA: PROGRAMAS E ORÇAMENTOS ANUAIS

Apresentação à ANP

20.1 Até o dia 31 (trinta e um) de outubro de cada ano, a Cessionária apresentará à ANP o Programa Anual de Trabalho e seu respectivo Orçamento Anual, que deverão estar em estrita concordância com os planos e programas de trabalho e investimento exigidos e aprovados nos termos deste Contrato.

20.2 O primeiro Programa Anual de Trabalho e seu respectivo Orçamento Anual cobrirão o restante do ano em curso e serão apresentados pela Cessionária no prazo máximo de 60 (sessenta) dias contados da Data da Assinatura deste Contrato.

Revisões e Alterações dos Programas e Orçamentos Anuais

20.3 A Cessionária poderá, mediante prévia e justificada notificação à ANP, alterar o Programa Anual de Trabalho e respectivo Orçamento Anual em curso, com vistas a adaptá-los ao eventual ingresso em uma fase subsequente ou a incorporar alterações ou Operações previstas em planos, programas e modificações respectivas adotados nos termos deste Contrato.

20.4 A apresentação de Programas Anuais de Trabalho e seus respectivos Orçamentos Anuais, bem como as revisões e alterações dos mesmos de nenhum modo prejudicará, invalidará ou diminuirá as obrigações assumidas pela Cessionária nos termos deste Contrato.

CLÁUSULA VIGÉSIMA PRIMEIRA: DADOS E INFORMAÇÕES

Fornecidos pela Cessionária à ANP

21.1 A Cessionária manterá a ANP constantemente informada a respeito do progresso e dos resultados das Operações realizadas na Área do Contrato.

21.1.1 A Cessionária enviará à ANP cópias de mapas, seções e perfis, dados adquiridos, estudos e informes geológicos, geoquímicos e geofísicos, inclusive interpretações, dados de poços e testes, além de outros documentos definidos em regulamentação específica, que contenham informações sobre o progresso dos trabalhos, obtidos como resultado das Operações.

21.2 A qualidade das cópias e demais reproduções de dados e informações prestados pela Cessionária à ANP terão fidelidade absoluta e padrão equivalente aos originais, inclusive no que se refere à cor, tamanho, legibilidade, clareza, compatibilidade e quaisquer outras características pertinentes.

21.3 A ANP tratará os dados sigilosos fornecidos pela Cessionária na forma da legislação aplicável.

Processamento ou Análise no Exterior

21.4 Após prévia e expressa autorização da ANP, a Cessionária poderá remeter ao exterior amostras de rochas e fluidos, ou outros dados de geologia, geofísica e geoquímica, exclusivamente para análise ou processamento de dados.

21.4.1 A Cessionária deverá manter cópia da informação, dado ou equivalente da amostra em território nacional, bem como fazer retornar ao País a amostra remetida ao exterior, sempre que tecnicamente possível, após a conclusão da análise ou processamento de dados.

21.4.2 A Cessionária deverá entregar à ANP os resultados obtidos com o processamento ou da análise realizados, imediatamente após recebê-los, para arquivo no Banco de Dados de Exploração e Produção – BDEP da ANP.

21.5 O pedido de remessa de dados ao exterior a ser enviado à ANP deverá conter, obrigatoriamente, informações detalhadas acerca dos dados, processamento a que serão submetidos, incluindo a previsão da data de seu retorno ao país.

Apresentação de informações

21.6 A Cessionária fica obrigada a prestar, em prazo estabelecido pela Cedente, todas e quaisquer informações sobre as Operações relacionadas a este Contrato que forem solicitadas pela Cedente.

21.7 A Cedente terá livre acesso à Área do Contrato e às Operações em curso, aos equipamentos e instalações, inclusive as referidas pelo parágrafo 22.4, bem como a todos os registros, estudos e dados técnicos disponíveis, para fins do acompanhamento das Operações.

21.8 No cumprimento das atividades de acompanhamento, a Cedente envidará esforços para não prejudicar a execução normal das Operações.

21.8.1 A Cessionária fornecerá aos representantes da Cedente transporte, alimentação, alojamento e demais serviços adequados nos locais a serem visitados, em igualdade de condições àqueles fornecidos ao seu próprio pessoal.

21.9 A Cedente tratará os dados sigilosos fornecidos pela Cessionária na forma da legislação aplicável.

Obrigações das Partes

21.10 Nos termos da regulamentação aplicável, todos e quaisquer dados de qualquer

forma obtidos como resultado das Operações e deste Contrato, serão considerados sigilosos e não serão divulgados pela Cessionária sem o prévio consentimento por escrito da ANP.

CLÁUSULA VIGÉSIMA SEGUNDA: BENS

Fornecidos pela Cessionária

22.1 A Cessionária fornecerá diretamente, comprará, alugará, arrendará, afretará ou de qualquer outra forma obterá todos os bens, móveis e imóveis, que sejam necessários para as Operações e sua execução, devendo fazê-lo preferencialmente no Brasil.

Licenças, Autorizações e Permissões

22.2 Será de inteira responsabilidade da Cessionária a obtenção de todas as licenças, autorizações, permissões e direitos necessários com relação aos bens referidos no parágrafo 22.1, inclusive para sua importação, desembaraço alfandegário, nacionalização e exportação.

Desapropriações e Servidões

22.3 Caberá à Cessionária promover as desapropriações e constituir as servidões de bens imóveis necessários ao cumprimento deste Contrato, bem como realizar o pagamento de toda e qualquer indenização, custo ou despesa decorrente.

22.3.1 A Cessionária poderá submeter solicitação, por escrito, acompanhada da necessária justificativa, para a ANP instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa dos bens imóveis.

Instalações ou Equipamentos fora da Área do Contrato

22.4 Desde que no limite de suas atribuições e competência, a ANP poderá, depois de receber solicitação por escrito da Cessionária, autorizar o posicionamento ou a construção de instalações ou equipamentos em local externo à Área do Contrato, com vistas a complementar ou otimizar a estrutura logística relacionada com as Operações.

22.4.1 A solicitação da Cessionária será acompanhada da respectiva fundamentação técnica e econômica, bem como do projeto de posicionamento ou de construção, conforme o caso.

Hipótese de Reversão de Bens

22.5 O regime geral dos bens empregados pela Cessionária na execução das Operações objeto deste Contrato é a não reversão desses bens.

22.5.1 Poderão reverter, em favor da União, bens móveis e imóveis, principais e acessórios, existentes em qualquer parcela da Área do Contrato que, a critério exclusivo da Cedente, ouvida a ANP, sejam considerados necessários para permitir a continuidade das Operações ou sejam passíveis de utilização de interesse público.

22.5.2 Após receber da Cessionária o relatório previsto no parágrafo 14.2, a Cedente deverá comunicar sua opção pela reversão de bens em até 12 (doze) meses antes da data estimada para finalização da Produção dos volumes indicados no Anexo II – Volumes e Valores da Cessão Onerosa.

22.6 A posse e propriedade dos bens que vierem a ser revertidos serão transferidos para a União e à administração da ANP ao término deste Contrato para qualquer parcela da Área do Contrato.

22.7 Para cumprimento das obrigações estabelecidas nesta Cláusula, a Cessionária se obriga a adotar e executar todas as medidas legais, operacionais e administrativas que possam ser necessárias, observado ainda o disposto nas Cláusulas Sétima e Vigésima Quinta.

22.7.1 Se houver compartilhamento de bens para as Operações de dois ou mais Campos da Área do Contrato, a Cessionária poderá reter tais bens até o encerramento de todas as Operações.

22.8 Caso a Cedente decida exercer seu direito à reversão, conforme previsto no parágrafo 22.5.1, a Cessionária não fará jus a qualquer indenização pelos investimentos realizados na aquisição e implantação daqueles bens revertidos.

Remoção de Bens

22.9 Todos os bens que não sejam revertidos, inclusive os inservíveis, serão removidos ou descartados de forma apropriada pela Cessionária, de acordo com as disposições deste Contrato e com a legislação aplicável.

CLÁUSULA VIGÉSIMA TERCEIRA: PESSOAL, SERVIÇOS E SUBCONTRATOS

Pessoal

23.1 A Cessionária recrutará e contratará toda a mão-de-obra necessária para a execução das Operações, sendo, para todos os efeitos, a única e exclusiva empregadora.

23.2 A Cessionária promoverá, sem ônus para a ANP, a retirada ou substituição de qualquer de seus técnicos ou membros da equipe que, a qualquer tempo, seja requerida pela ANP, devido a conduta imprópria, deficiência técnica ou más condições de saúde.

Serviços

23.3 A Cessionária executará diretamente, contratará ou de outra maneira obterá todos os serviços necessários para o cumprimento deste Contrato.

23.4 Caso a Cessionária contrate suas Afiliadas para o fornecimento de bens e serviços, os preços, prazos, qualidade e demais termos acordados deverão ser competitivos e de mercado.

CLÁUSULA VIGÉSIMA QUARTA: FORNECEDORES BRASILEIROS DE BENS E SERVIÇOS E CONTEÚDO LOCAL

Compromisso da Cessionária com o Conteúdo Local

24.1 A Cessionária, em suas aquisições direcionadas ao atendimento do objeto desse Contrato, para garantir aos Fornecedores Brasileiros condições amplas e equânimes de concorrência com as demais empresas convidadas a apresentar propostas de venda de bens ou de prestação de serviços, compromete-se a:

a) incluir Fornecedores Brasileiros entre as empresas convidadas a apresentar propostas;

b) disponibilizar em língua portuguesa ou inglesa as mesmas especificações a todas as empresas convidadas a apresentar propostas, dispondo-se a aceitar especificações equivalentes, desde que dentro dos padrões das Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, de forma que a participação de Fornecedores Brasileiros não seja restrita, inibida ou impedida, enviando todos os demais documentos e correspondências não técnicos em língua portuguesa às empresas brasileiras convidadas;

c) garantir a todas as empresas convidadas prazo igual e adequado às necessidades da Cessionária, tanto para a apresentação de propostas de suprimento quanto para a produção do bem ou prestação de serviço, de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e de forma a não excluir potenciais Fornecedores Brasileiros;

d) exigir competências técnicas dos Fornecedores Brasileiros iguais àquelas exigidas dos fornecedores estrangeiros;

e) observar que a aquisição de bens e serviços fornecidos por Afiliadas está igualmente sujeita aos demais itens desta Cláusula, exceto nos casos de serviços

que, de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, sejam habitualmente realizados por Afiliadas;

f) manter-se informada sobre os Fornecedores Brasileiros aptos a oferecer propostas, buscando, sempre que necessário, informações atualizadas sobre esse universo de fornecedores junto a associações, sindicatos empresariais afins ou entidades de notório conhecimento do assunto.

24.2 Além das exigências do parágrafo 24.1, a Cessionária deverá observar as disposições seguintes:

a) para cada Bloco integrante do Contrato de Cessão Onerosa, durante a Fase de Exploração, comprará de Fornecedores Brasileiros um montante de bens e serviços, de forma que o percentual global dos investimentos locais seja de no mínimo 37% (trinta e sete por cento). Para o cumprimento do percentual global de Conteúdo Local acima indicado, torna-se obrigatória a realização dos percentuais de Conteúdo Local mínimos obrigatórios dos itens e subitens especificados no Anexo VI – Conteúdo Local, sob pena de multa prevista no parágrafo 24.6;

b) para o Teste de Longa Duração – TLD, será exigido para essa atividade o cumprimento do percentual estabelecido no Anexo VI – Conteúdo Local;

c) para cada Bloco integrante do Contrato, conforme o Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP, o Conteúdo Local na Etapa de Desenvolvimento de Produção será, no mínimo, de:

(i) 55% (cinqüenta e cinco por cento) para os Módulos da Etapa de Desenvolvimento que iniciarem a produção até 2016;

(ii) 58% (cinqüenta e oito por cento) para os Módulos da Etapa de Desenvolvimento que iniciarem a produção entre 2017 e 2019;

(iii) 65% (sessenta e cinco por cento) para os Módulos da Etapa de Desenvolvimento que iniciarem produção a partir de 2020.

d) Independentemente dos percentuais mínimos estabelecidos em 24.2(c), o percentual médio global do Conteúdo Local na Etapa de Desenvolvimento de Produção será de no mínimo 65% (sessenta e cinco por cento), considerados neste percentual todos os módulos de Desenvolvimento sob este Contrato;

e) além do cumprimento do percentual global de Conteúdo Local contratado na Etapa de Desenvolvimento de Produção, previstos em 24.2(c) e 24.2(d), torna-se obrigatória a realização dos percentuais de Conteúdo Local mínimos dos itens e subitens especificados no Anexo VI – Conteúdo Local, sob pena de multa prevista no parágrafo 24.6;

f) para a aferição dos percentuais mínimos exigidos em 24.2(a) a 24.2(d) utilizar-se-á a metodologia de certificação definida nas normas da ANP;

g) a aferição dos percentuais mínimos exigidos em 24.2(a) a 24.2(d) será realizada no final da Fase de Exploração e no final de cada módulo da Etapa de Desenvolvimento, segundo o Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP;

h) a aferição do percentual mínimo exigido em 24.2(d) será realizada periodicamente, conforme metodologia de certificação definida nas normas da ANP

i) para efeito de aferição dos percentuais definidos em 24.2(a) a 24.2(d) os bens ou serviços que apresentarem Conteúdos Locais inferiores a 10% serão considerados como sendo bens ou serviços integralmente importados. Como exceção a esta regra, serão considerados apenas os itens de afretamento de sonda e serviços de aquisição de dados sísmicos para projetos offshore, e o subitem "brocas";

j) caso a Cessionária receba propostas de preços excessivamente elevados para aquisição de bens e serviços locais se comparados com os preços praticados no mercado internacional, a ANP, por solicitação prévia da Cessionária, poderá, em caráter excepcional, autorizar, prévia e expressamente, a contratação do bem ou serviço no exterior, exonerando-a, excepcionalmente, da obrigatoriedade de cumprir o correspondente percentual de Conteúdo Local;

k) caso a Cessionária venha a receber ofertas cujos prazos para entrega dos bens ou execução dos serviços locais, muito superiores aos praticados pelo mercado internacional, que possam comprometer o cronograma de atividades proposto, a ANP, por solicitação prévia da Cessionária, poderá, em caráter excepcional, autorizar, prévia e expressamente, a contratação do respectivo bem ou serviço no exterior, exonerando-a, excepcionalmente, da obrigatoriedade de cumprimento do correspondente percentual de Conteúdo Local;

l) durante os trabalhos de Exploração e Desenvolvimento, caso a Cessionária venha a optar pela utilização de uma nova tecnologia, não-disponível quando da assinatura do contrato e não-prevista nas planilhas do Anexo VI – Conteúdo Local, a ANP, por solicitação prévia da Cessionária, poderá, em caráter excepcional, autorizar, prévia e expressamente, a substituição da tecnologia antiga e exonerar a Cessionária, excepcionalmente, da obrigatoriedade de cumprimento do percentual de Conteúdo Local referente às atividades que estão sendo substituídas por esta nova tecnologia, caso ela não esteja sendo oferecida pelos Fornecedores Brasileiros;

m) durante os trabalhos de Exploração e Desenvolvimento, se por motivos justificados, excepcionalmente, forem necessários ajustes quanto ao cumprimento de Conteúdo Local de itens específicos da planilha do Anexo VI – Conteúdo Local, a Cessionária poderá solicitar à ANP eventuais alterações,

levando-se em conta os percentuais de Conteúdo Local realizados nos demais itens da planilha do Anexo VI – Conteúdo Local;

n) na Fase de Exploração, caso a Cessionária venha a executar investimentos locais que resultem em um percentual de Conteúdo Local superior ao estabelecido no Anexo VI – Conteúdo Local, a ANP, por solicitação da Cessionária, poderá, em caráter excepcional, autorizar, prévia e expressamente, a transferência desta diferença, a maior, de Conteúdo Local, para o primeiro módulo da Etapa de Desenvolvimento de Produção;

o) concluído determinado módulo da Etapa de Desenvolvimento de Produção, caso a Cessionária venha a executar investimentos locais que resultem em percentuais de Conteúdo Local superiores àqueles estabelecidos no item 24.2(c) a ANP, por solicitação da Cessionária, poderá, em caráter excepcional, autorizar, prévia e expressamente, a transferência desta diferença, a maior, de Conteúdo Local, para o módulo subsequente da Etapa de Desenvolvimento de Produção, conforme Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP;

p) para as ações previstas nos itens (j), (k), (l) e (m) deste parágrafo 24.2 a Cessionária continuará obrigada a cumprir o percentual global mínimo de Conteúdo Local definido no Anexo VI – Conteúdo Local para a Fase de Exploração e para os módulos da Etapa de Desenvolvimento, assim como os percentuais globais mínimos para os módulos subsequentes dessa Etapa previstos no Plano de Desenvolvimento, calculados conforme o item 24.2 (c);

q) para a determinação das porcentagens do Conteúdo Local na Fase de Exploração e nos módulos da Etapa de Desenvolvimento de Produção conforme Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP, os valores monetários correspondentes às aquisições de bens e serviços, realizadas nos diversos anos, serão atualizados para o último ano, utilizando-se o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) da Fundação Getúlio Vargas;

r) a Cessionária será responsável pelas informações referentes ao Conteúdo Local, devendo prever em seus contratos de compra de bens e serviços que os fornecedores certifiquem seus produtos e mantenham todas as informações necessárias para aferição do Conteúdo Local. Esta certificação se dará na forma dos parágrafos 24.3 a 24.7.

24.3 Os compromissos da Cessionária quanto à aquisição local de bens e serviços serão comprovados junto à ANP pela apresentação de certificados de Conteúdo Local.

24.4 A Cessionária deverá solicitar de seus fornecedores de bens e serviços as devidas certificações de seus produtos.

24.5 As atividades de certificação serão executadas por entidades devidamente qualificadas e credenciadas pela ANP, com base em critérios previamente definidos.

24.6 Caso, ao final da Fase de Exploração de qualquer dos Blocos integrantes da Área do Contrato ou ao final da Etapa de Desenvolvimento de Produção de qualquer Campo integrante da Área do Contrato, as aquisições de bens e serviços junto a Fornecedores Brasileiros durante tal Fase ou Etapa não atingirem as porcentagens estabelecidas nos parágrafos 24.2(a) a 24.2(e), aferidas conforme disposto nas normas regulatórias editadas pela ANP, a Cessionária pagará à ANP uma multa, dentro de 15 dias contados da notificação. Esta multa é aplicada da seguinte forma: se o percentual de Conteúdo Local não-realizado (NR%) for inferior 65% do valor estabelecido, a multa (M%) será de 60% sobre o valor do Conteúdo Local não realizado. Se o percentual de Conteúdo Local não-realizado (NR%) for igual ou superior a 65% do valor estabelecido, a multa será crescente, partindo de 60% e atingindo 100% do valor do Conteúdo Local estabelecido, no caso de o percentual de Conteúdo Local não-realizado seja de 100%. O critério de multas proposto é resumido a seguir:

$$\text{Se } 0 < NR(\%) < 65\% \text{ » } M(\%) = 60(\%)$$
$$\text{Se } NR(\%) \geq 65\% \text{ » } M(\%) = 1{,}143\ NR(\%) - 14{,}285$$

O mesmo critério será aplicado quando do não cumprimento do percentual de Conteúdo Local mínimo estabelecido para itens especificados da Tabela do Anexo VI, mesmo que seja realizado o percentual de Conteúdo Local global contratado.

24.7 Na hipótese de descumprimento do Conteúdo Local aferido ao final do último módulo da última Etapa de Desenvolvimento, da multa aplicável serão deduzidos os valores de eventuais multas aplicadas na aferição do Conteúdo Local atingido em cada módulo da Etapa de Desenvolvimento, conforme definido em normas da ANP.

24.8 A Cessionária assegurará preferência à contratação de Fornecedores Brasileiros sempre que suas ofertas apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores convidados a apresentar propostas.

CLÁUSULA VIGÉSIMA QUINTA: MEIO AMBIENTE

25.1 A Cessionária adotará todas as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, e para a proteção do ar, do solo e da água de superfície ou de sub-superfície.

25.2 A Cessionária ficará ainda obrigada a preservar o meio ambiente e proteger o equilíbrio do ecossistema na Área do Contrato, a evitar a ocorrência de danos e prejuízos à fauna, à flora e aos recursos naturais, a atentar para a segurança de pessoas e animais, a respeitar o patrimônio histórico-cultural, e a reparar ou indenizar os danos decorrentes das Operações, incluindo as atividades de abandono, devolução, desinstalação e remoção de bens utilizados em sua

execução, bem como a praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.

25.3 A Cessionária também zelará para que as Operações não ocasionem quaisquer danos ou perdas que afetem outras atividades econômicas ou culturais na Área do Contrato.

25.4 A Cessionária enviará, sempre que solicitada pela ANP ou pela Cedente, para fins da assistência prevista no parágrafo 19.4, cópia dos estudos efetuados visando a obtenção das licenças ambientais.

25.5 A Cessionária informará imediatamente à ANP e às autoridades federais, estaduais e municipais competentes a ocorrência de qualquer derramamento ou perda de Petróleo, Gás Natural ou outros Hidrocarbonetos Fluidos, bem como as medidas já tomadas para enfrentar o problema.

CLÁUSULA VIGÉSIMA SEXTA: SEGUROS

Seguros

26.1 A Cessionária providenciará e manterá, durante toda a vigência deste Contrato, sem que isso importe em limitação de sua responsabilidade, cobertura de seguro contratada com empresa idônea, para todos os casos exigidos pela legislação brasileira aplicável, bem como para cumprir determinação de qualquer autoridade competente ou da ANP, com relação a bens, pessoal, Operações e sua execução, proteção do meio ambiente, devolução, desativação e abandono de áreas, e remoção de bens.

26.1.1 Serão admitidos o autosseguro, o seguro por meio de Afiliadas e utilização de apólices e programas globais de seguro, a critério da Cessionária.

26.1.2 A Cessionária entregará à Cedente, quando solicitado, cópia de todas as apólices e contratos referentes aos seguros, bem como de todo e qualquer aditamento, alteração, endosso, prorrogação ou extensão dos mesmos, e de toda e qualquer ocorrência, reclamação ou aviso de sinistro relacionados.

26.2 A Cessionária obterá de suas seguradoras a inclusão, em todas as apólices, de cláusula pela qual estas expressamente renunciem a quaisquer direitos de sub-rogação em eventuais direitos contra a Cedente ou a ANP.

26.3 A Cessionária incluirá a Cedente como beneficiária e o recebimento pela Cedente de qualquer indenização em razão da cobertura dos seguros não prejudicará o direito da Cedente de ressarcimento integral das perdas e danos que excedam o valor da indenização recebida.

CLÁUSULA VIGÉSIMA SÉTIMA: ROYALTIES E DESPESAS QUALIFICADAS COMO PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Royalties

27.1 A Cessionária pagará mensalmente à União, a partir do início da Produção em cada Campo, Royalties no valor de 10% (dez por cento) da Produção.

27.2 Os Royalties serão calculados conforme o disposto na Lei n° 9.478, de 1997, observando-se o que segue:

(a) a parcela do valor dos royalties que representar 5% (cinco por cento) da produção será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei n° 7.990, de 28 de dezembro de 1989; e

(b) a parcela do valor dos royalties que exceder a 5% (cinco por cento) da produção será distribuída nos termos do inciso II do art. 49 da Lei n° 9.478, de 1997.

Despesas Qualificadas como Pesquisa e Desenvolvimento

27.3 A Cessionária é obrigada a realizar Despesas Qualificadas como Pesquisa e Desenvolvimento em valor equivalente a 0,5% (meio por cento) da receita bruta anual da Produção de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos sob este Contrato até 30 de junho do ano seguinte ao ano calendário de apuração da receita bruta.

27.3.1 Até 30 de setembro, a Cessionária deverá fornecer à ANP relatório completo das Despesas Qualificadas como Pesquisa e Desenvolvimento realizadas no ano calendário anterior, incluindo a descrição dos aspectos técnicos e documentação auxiliar, conforme a legislação brasileira aplicável.

27.3.2 Todo o valor das Despesas Qualificadas como Pesquisa e Desenvolvimento deverá ser destinado a contratação de atividades junto a universidades ou instituições de pesquisa e desenvolvimento tecnológicos nacionais, públicas ou privadas, previamente credenciadas para este fim pela ANP, em áreas de interesse e temas relevantes para o setor de Energia, abrangendo todas suas fontes ou matrizes, e Meio Ambiente.

27.3.3 Eventuais Despesas Qualificadas como Pesquisa e Desenvolvimento realizadas pela Cessionária em valores superiores ao equivalente a 0,5% (meio por cento) da receita bruta anual poderão ser compensadas em favor da Cessionária para comprovação de tal obrigação em períodos futuros.

27.3.4 As Despesas Qualificadas como Pesquisa e Desenvolvimento não poderão ser destinadas à contratação de atividades desenvolvidas em instalações da própria Cessionária ou de suas Afiliadas.

27.3.5 Caso a Cessionária não realize integralmente as Despesas Qualificadas como Pesquisa e Desenvolvimento até 30 de junho de determinado ano, o valor faltante deverá ser recolhido ao Tesouro Nacional, acrescido de 30%, até 30 de julho do ano corrente.

27.3.5.1 Se, por circunstâncias alheias à vontade da Cessionária, atestadas pela ANP, não for possível cumprir, no prazo determinado, as obrigações estabelecidas neste parágrafo 27.3, a Cessionária recolherá ao Tesouro Nacional o valor faltante, corrigido pela taxa do SELIC, calculada da data em que deveria ter ocorrido o recolhimento até a data do efetivo recolhimento.

CLÁUSULA VIGÉSIMA OITAVA: TRIBUTOS

Regime Tributário

28.1 A Cessionária está sujeita ao regime tributário nos âmbitos federal, estadual e municipal, obrigando-se a cumpri-lo nos termos, prazos e condições definidos na legislação brasileira aplicável.

Certidões e Provas de Regularidade

28.2 Quando solicitado pela Cedente ou pela ANP, a Cessionária exibirá os originais ou cópias autenticadas de todas as certidões, atos de registro, autorizações, provas de inscrição em cadastros de contribuintes, provas de regularidade fiscal, provas de situação regular no cumprimento dos encargos sociais instituídos por lei, inscrições em entidades ou associações profissionais, e quaisquer outros documentos ou atestados semelhantes.

CLÁUSULA VIGÉSIMA NONA: CONTABILIDADE E AUDITORIA

Contabilidade

29.1 A Cessionária se obriga a manter todos os documentos, livros, papéis, registros e outras peças, além de documentos comprobatórios necessários para a aferição do Conteúdo Local e que suportem a escrituração contábil, a fazer os lançamentos cabíveis e a apresentar demonstrações contábeis e financeiras.

29.1.1 As demonstrações contábeis e financeiras indicarão, de modo segregado, os gastos realizados com Exploração, Desenvolvimento e Produção, na forma estabelecida para os relatórios de gastos trimestrais, discriminando ainda, para cada uma dessas atividades, os gastos relacionados com os respectivos

planos e programas de trabalho previstos neste Contrato, além das aquisições junto a Fornecedores Brasileiros.

29.2 A Cessionária fica obrigada a entregar à ANP, trimestralmente, o relatório de gastos trimestrais realizados nas Operações de Exploração e Produção – E&P.

Auditoria

29.3 A ANP fará, sempre que julgar conveniente, auditoria contábil e financeira do Contrato, auditando diretamente ou mediante convênios.

29.3.1 A ANP notificará a Cessionária com pelo menos 30 (trinta) dias de antecedência do início da auditoria.

29.3.2 No cumprimento das atividades de auditoria, a ANP envidará esforços para não prejudicar a execução normal das Operações.

29.4 A Cessionária garantirá à ANP, durante a realização de auditoria, o mais amplo acesso aos documentos, livros, papéis, registros e outras peças referidas no parágrafo 29.1, inclusive aos contratos e acordos firmados pela Cessionária e relacionados com a aquisição de bens e serviços para as Operações, relativos aos últimos 5 (cinco) anos-calendário encerrados.

29.5 Para fins de auditoria do Conteúdo Local, a responsabilidade sobre a validade das informações prestadas pelo fornecedor e por terceiros é da Cessionária.

29.5.1 A Cessionária deverá manter declarações e certificados emitidos por seus fornecedores, pelo prazo de 5 (cinco) anos-calendário.

29.5.2 A ANP poderá exigir da Cessionária quaisquer documentos necessários para dirimir dúvidas existentes sobre os fornecedores.

29.6 A ação ou omissão da auditoria de que trata o parágrafo 29.3 de nenhum modo excluirá ou reduzirá a responsabilidade da Cessionária pelo fiel cumprimento das obrigações referentes ao presente Contrato.

CAPÍTULO VI – DISPOSIÇÕES GERAIS

CLÁUSULA TRIGÉSIMA: INTRANSFERIBILIDADE DO CONTRATO

30.1 A Cessão Onerosa, objeto deste Contrato, é intransferível.

30.2 Qualquer transmissão dos direitos dispostos neste Contrato, no todo ou em parte, será nula de pleno direito, o que ensejará a resolução do Contrato, sem prejuízo da aplicação das sanções cabíveis, conforme previsto na Cláusula Trigésima Primeira.

30.2.1 Considera-se transmissão, para os fins do presente Contrato, a venda, cessão ou qualquer outra forma de alienação, por quaisquer meios, de todos ou qualquer parte dos direitos e obrigações da Cessionária derivados deste Contrato.

30.2.2 A subcontratação de serviços pela Cessionária a que se referem os parágrafos 23.1 e 23.3 não se configura como cessão do Contrato.

CLÁUSULA TRIGÉSIMA PRIMEIRA: DESCUMPRIMENTO E PENALIDADES

Sanções Contratuais

31.1 No caso de descumprimento, por parte da Cessionária, de qualquer uma de suas obrigações estabelecidas neste Contrato ou em atos normativos da ANP poderá a Agência, com base na Lei nº 9.478, de 1997, e na Lei n° 9.847, de 26 de outubro de 1999, aplicar sanções administrativas e pecuniárias cabíveis, segundo a legislação brasileira aplicável e as disposições contidas neste Contrato, garantido o devido processo legal e o disposto no art. 13 da Lei nº 9.847, de 1999.

Rescisão

31.2 Ressalvado o disposto no parágrafo 31.4, este Contrato poderá ser rescindido caso a Cessionária deixe de cumprir prazo fixado pela ANP para o adimplemento de obrigação pendente que se mostre relevante para o prosseguimento das atividades em cada Bloco da Área do Contrato, a critério da ANP. Referido prazo não poderá ser inferior a 90 (noventa) dias, salvo nos casos de extrema urgência.

31.3 Também poderá dar-se a rescisão deste Contrato se a Cessionária for declarada insolvente.

Opção por Sanções

31.4 Quando o descumprimento deste Contrato pela Cessionária, a exclusivo critério da ANP, não for grave, ou reiterado, ou revelador de dolo, imperícia, imprudência ou negligência contumazes, ou se ficar constatado que houve ação diligente no sentido de corrigir o descumprimento, a ANP, em vez de propor a rescisão do Contrato, aplicará as sanções indicadas no parágrafo 31.1.

CLÁUSULA TRIGÉSIMA SEGUNDA: EXTINÇÃO DO CONTRATO

Extinção pelo Cumprimento do Objeto

32.1 Extingue-se, de pleno direito, a cessão do exercício de pesquisa e lavra de Petróleo, Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos, na Área do Contrato, com a Produção do volume de Barris Equivalentes de Petróleo previsto no parágrafo 2.2 e Anexo II – Volumes e Valores da Cessão Onerosa.

32.1.1 Após a produção do Volume Máximo, a Cessionária fica proibida de produzir, sob a égide deste Contrato, qualquer volume adicional de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos na Área do Contrato.

32.1.2 A Cedente dará quitação do cumprimento das demais obrigações previstas neste Contrato, fundamentada em manifestação prévia da ANP, o que ensejará a extinção deste Contrato.

Extinção pelo Decurso do Prazo

32.2 Extingue-se, de pleno direito, este Contrato com decurso do Prazo de Vigência.

32.2.1 Após o decurso do Prazo de Vigência, a Cessionária fica proibida de produzir, sob a égide deste Contrato, qualquer volume adicional de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos na Área do Contrato.

32.2.2 Caso o volume produzido seja inferior ao Volume Máximo após o decurso do Prazo de Vigência, a Cessionária não terá direito a qualquer indenização ou ressarcimento pelos volumes não produzidos.

Conseqüências da Rescisão

32.3 Caso este Contrato seja rescindido, a Cessionária responderá pelas perdas e danos decorrentes de seu inadimplemento e da rescisão, arcando com todas as indenizações e compensações cabíveis, observado ainda as obrigações relacionadas à devolução de Blocos e Campos da Área do Contrato.

CLÁUSULA TRIGÉSIMA TERCEIRA: CASO FORTUITO E FORÇA MAIOR

Exoneração Total ou Parcial

33.1 As Partes somente deixarão de responder pelo cumprimento das obrigações assumidas neste Contrato nas hipóteses de caso fortuito ou força maior.

33.2 A exoneração das obrigações da Cessionária dar-se-á exclusivamente com relação às obrigações do Contrato cujo adimplemento se tornar impossível em virtude da força maior ou caso fortuito, reconhecido pela ANP, nos termos dos parágrafos 33.4 a 33.6.

33.3 Em nenhuma hipótese a situação descrita no parágrafo 33.2 isentará a Cessionária do pagamento de Royalties.

33.4 Ocorrendo circunstâncias que possam ser consideradas caso fortuito ou força maior, a Parte atingida notificará imediatamente a outra Parte, por escrito, especificando tais circunstâncias, suas causas e conseqüências. Notificará também, imediatamente, a cessação do estado de caso fortuito e força maior.

33.4.1. Configuram-se como caso fortuito situações de atraso na obtenção de licença ambiental, desde que tal atraso possa ser exclusivamente imputado ao órgão ambiental competente.

33.5 Notificada pela Cessionária da ocorrência de evento que possa caracterizar caso fortuito ou força maior, a ANP decidirá se reconhece ou não a causa de exoneração de responsabilidade.

33.6 A decisão da ANP que reconhecer a ocorrência de caso fortuito ou força maior indicará também a parcela do Contrato de cujo adimplemento estará a Cessionária dispensada.

Perdas

33.7 A Cessionária assumirá individual e exclusivamente todas as perdas de volumes de hidrocarbonetos decorrentes da situação de caso fortuito ou força maior, que serão levadas em consideração para o cálculo do Volume Máximo.

Alteração ou Extinção do Contrato

33.8 Uma vez superado o caso fortuito ou força maior, a Parte devedora cumprirá as obrigações afetadas, considerando-se prorrogado o Prazo de Vigência pela duração do caso fortuito ou força maior, observado o limite estabelecido pelo parágrafo 5.3.

CLÁUSULA TRIGÉSIMA QUARTA: NOTIFICAÇÕES

Validade e Eficácia

34.1 Todas as notificações previstas neste Contrato serão sempre feitas por escrito e entregues pessoalmente ou enviadas através de remessa postal ou *courier*, com comprovante de recebimento, sendo consideradas válidas e eficazes na data em que forem efetivamente recebidas.

Alterações dos Atos Constitutivos

34.2 A Cessionária encaminhará à ANP cópias de todas e quaisquer alterações de seus atos constitutivos, estatutos ou contrato social, dos documentos de eleição de seus administradores ou prova da diretoria em exercício.

Comunicações à Cedente ou à ANP

34.3 Todos os atos e comunicações relacionados a este Contrato deverão ser assinados por representante legal da Cessionária ou por procurador com poderes específicos, exceto nos casos da comunicação de início de perfuração e da notificação de acidente, e redigidos em língua portuguesa.

Endereços

34.4 Os endereços dos representantes das Partes e da ANP estão constantes no Anexo VII - Endereços.

34.5 Qualquer das Partes poderá modificar seu endereço, mediante notificação por escrito à outra Parte, feita com antecedência mínima de 30 (trinta) dias antes que ocorra a mudança.

CLÁUSULA TRIGÉSIMA QUINTA: DISPOSIÇÕES FINAIS

Lei Aplicável

35.1 Este Contrato será executado, regido e interpretado de acordo com as leis brasileiras.

Conciliação

35.2 As Partes envidarão todos os esforços no sentido de resolver entre si, amigavelmente, toda e qualquer disputa ou controvérsia decorrente deste Contrato ou com ele relacionada.

Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal - CCAF

35.3 As Partes poderão buscar solução de controvérsias porventura suscitadas no cumprimento deste Contrato junto à Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal – CCAF, da Advocacia-Geral da União.

35.4 A Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal – CCAF que venha a ser instituída poderá valer-se de especialistas ad hoc para opinar em questões técnicas relevantes para a solução da controvérsia, bem assim de laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras independentes, nos termos do parágrafo 8.4.

35.5 O laudo de conciliação deverá determinar a divisão entre as Partes das custas da condução da conciliação, inclusive, mas sem limitação, honorários e despesas com viagens.

35.6 Caso não seja possível obter êxito no âmbito da conciliação, as Partes poderão:

(i) submeter a controvérsia à arbitragem da Advocacia-Geral da União; ou

(ii) recorrer ao Poder Judiciário na forma do parágrafo 35.10

35.7 Renunciando as partes à conciliação, aplicar-se-á a cláusula de foro prevista no parágrafo 35.10.

Suspensão de Atividades

35.8 Surgida uma disputa ou controvérsia, a ANP decidirá sobre a suspensão ou não das atividades sobre as quais verse essa disputa ou controvérsia, até a solução da mesma, usando como critério para essa decisão a necessidade de evitar risco pessoal ou material de qualquer natureza, em especial no que diz respeito às Operações.

Justificativas

35.9 A ANP se compromete a, sempre que no exercício de seu poder discricionário, expor as justificativas do ato, observando a legislação brasileira aplicável e atendendo às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

Foro

35.10 As Partes elegem o foro da Justiça Federal - Seção Judiciária de Brasília, Distrito Federal, Brasil, como único competente, com renúncia expressa a qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

Por estarem de acordo, as Partes assinam este Contrato em 04 (quatro) vias, de igual teor e forma, e para um só efeito.

Brasília, 03 de setembro de 2010.

Partes:

União	**Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS**
(Ministro de Estado de Minas e Energia)	(Presidente)
(Ministro de Estado da Fazenda)	(Diretor Financeiro e de Relações com Investidores)
(Procuradora-Geral da Fazenda Nacional)	(Diretor de Exploração e Produção)

Reguladora e Fiscalizadora:

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

(Diretor-Geral)

LISTA DE ANEXOS

ANEXO I – Área do Contrato
ANEXO II – Volumes e Valores da Cessão Onerosa
ANEXO III – Modelo de Relatório de Gastos Trimestrais
ANEXO IV – Programa de Exploração Obrigatório
ANEXO V – Diretrizes para a Revisão do Contrato
ANEXO VI – Conteúdo Local
ANEXO VII – Endereços
ANEXO VIII – Área do Pré-Sal

ANEXO I

ÁREA DO CONTRATO

I. BLOCOS DEFINITIVOS

BLOCO 1. FLORIM

```
*-----------------------------------------------------------------------
------
*  -Projecao     : Policônica        -Datum: SAD-69     -M.C.: -54.00
*  -Falso Norte  :  10000000.00      -Falso Este:   5000000.00
*  -Paralelo Pad.: ---
*-----------------------------------------------------------------------*
Nome/Pto   Latitude         Longitude      Coord. Norte     Coord. Este

*
1       24 37 30.000 S    42 45  0.000 W     7228903.15      6137844.98
2       24 37 30.000 S    42 41 15.000 W     7228384.54      6144152.11
3       24 42 30.000 S    42 41 15.000 W     7219036.01      6143384.17
4       24 42 30.000 S    42 37 30.000 W     7218513.22      6149686.74
5       24 52 30.000 S    42 37 30.000 W     7199814.46      6148134.89
6       24 52 30.000 S    42 45  0.000 W     7200862.32      6135546.88
1       24 37 30.000 S    42 45  0.000 W     7228903.15      6137844.98
*
*   Perimetro     :        81.562 (Km)
*   Area Plana    :       296.459 (Km2)
*   Area Corrigida:       291.749 (Km2)
*
*-----------------------------------------------------------------------
```

BLOCO 2. FRANCO

```
*-----------------------------------------------------------------------
*  -Projecao     : Policônica       -Datum: SAD-69     -M.C.: -54.00
*  -Falso Norte  :  10000000.00      -Falso Este:   5000000.00
*  -Paralelo Pad.: ---
*-----------------------------------------------------------------------*
Nome/Pto   Latitude         Longitude      Coord. Norte     Coord. Este

*
1       24 30  0.000 S    42 45  0.000 W     7242924.55      6138985.89
2       24 30  0.000 S    42 22 30.000 W     7239781.75      6176863.90
3       24 40  0.000 S    42 22 30.000 W     7221070.88      6175289.72
4       24 40  0.000 S    42 18 45.000 W     7220534.40      6181593.26
5       24 42 30.000 S    42 18 45.000 W     7215856.21      6181195.99
6       24 42 30.000 S    42 15  0.000 W     7215316.19      6187497.10
7       24 47 30.000 S    42 15  0.000 W     7205958.72      6186696.34
8       24 47 30.000 S    42 22 30.000 W     7207038.56      6174102.55
9       24 50  0.000 S    42 22 30.000 W     7202361.28      6173705.58
10      24 50  0.000 S    42 26 15.000 W     7202897.55      6167410.49
11      24 52 30.000 S    42 26 15.000 W     7198221.01      6167015.08
```

```
12      24 52 30.000 S    42 33 45.000 W     7199286.20      6154428.53
13      24 42 30.000 S    42 33 45.000 W     7217987.57      6155989.07
14      24 42 30.000 S    42 37 30.000 W     7218513.22      6149686.74
15      24 40  0.000 S    42 37 30.000 W     7223188.10      6150073.18
16      24 40  0.000 S    42 41 15.000 W     7223710.23      6143768.44
17      24 37 30.000 S    42 41 15.000 W     7228384.54      6144152.11
18      24 37 30.000 S    42 45  0.000 W     7228903.15      6137844.98
1       24 30  0.000 S    42 45  0.000 W     7242924.55      6138985.89
*
*   Perimetro     :       185.693 (Km)
*   Area Plana    :      1276.557 (Km2)
*   Area Corrigida:      1255.565 (Km2)
*
*-----------------------------------------------------------------------
```

BLOCO 3. SUL DE GUARÁ

```
*-----------------------------------------------------------------------*
-Projecao     : Policônica        -Datum: SAD-69     -M.C.: -54.00
*  -Falso Norte  :  10000000.00      -Falso Este:   5000000.00
*  -Paralelo Pad.: ---
*-----------------------------------------------------------------------

Nome/Pto   Latitude         Longitude      Coord. Norte     Coord. Este

*
1       25 52 30.000 S    43 11 15.000 W     7092405.54      6082445.18
2       25 52 30.000 S    43  7 30.000 W     7091888.76      6088687.82
3       26  0  0.000 S    43  7 30.000 W     7077885.55      6087528.24
4       26  0  0.000 S    43 15  0.000 W     7078919.67      6075056.28
5       25 55  0.000 S    43 15  0.000 W     7088252.73      6075820.87
6       25 55  0.000 S    43 11 15.000 W     7087738.33      6082061.49
1       25 52 30.000 S    43 11 15.000 W     7092405.54      6082445.18
*
*   Perimetro     :        53.139 (Km)
*   Area Plana    :       146.584 (Km2)
*   Area Corrigida:       144.493 (Km2)
*
*-----------------------------------------------------------------------
```

BLOCO 4. ENTORNO DE IARA

```
*-----------------------------------------------------------------------
*  -Projecao     : POLICONICA        -Datum: SAD-69     -M.C.: -54.00
*  -Falso Norte  :  10000000.00      -Falso Este:   5000000.00
*  -Paralelo Pad.: ---
*
Nome/Pto    Latitude        Longitude      Coord. Norte     Coord. Este

*
1       24 50  0.000 S    42 37 30.000 W     7204489.04      6148523.76
2       24 50  0.000 S    42 33 45.000 W     7203961.43      6154819.58
3       24 52 30.000 S    42 33 45.000 W     7199286.20      6154428.53
4       24 52 30.000 S    42 26 15.000 W     7198221.01      6167015.08
5       24 55  0.000 S    42 26 15.000 W     7193544.55      6166619.05
```

6	24 55 0.000 S	42 22 30.000 W	7193006.97	6172909.77
7	25 2 30.000 S	42 22 30.000 W	7178976.09	6171711.41
8	25 2 30.000 S	42 30 0.000 W	7180052.31	6159142.85
9	25 5 0.000 S	42 30 0.000 W	7175376.81	6158746.55
10	25 5 0.000 S	42 33 45.000 W	7175911.22	6152464.09
11	25 7 30.000 S	42 33 45.000 W	7171236.45	6152069.37
12	25 7 30.000 S	42 37 30.000 W	7171768.59	6145788.87
13	25 10 0.000 S	42 37 30.000 W	7167094.54	6145395.74
14	25 10 0.000 S	42 41 15.000 W	7167624.41	6139117.19
15	25 5 0.000 S	42 41 15.000 W	7176971.30	6139898.45
16	25 5 0.000 S	42 45 0.000 W	7177496.99	6133615.26
17	25 2 30.000 S	42 45 0.000 W	7182169.91	6134002.79
18	25 2 30.000 S	42 30 0.000 W	7180052.31	6159142.85
19	24 55 0.000 S	42 30 0.000 W	7194079.25	6160328.08
20	24 55 0.000 S	42 41 15.000 W	7195665.98	6141453.70
21	24 57 30.000 S	42 41 15.000 W	7190992.20	6141065.80
22	24 57 30.000 S	42 48 45.000 W	7192036.84	6128486.04
23	24 55 0.000 S	42 48 45.000 W	7196709.34	6128869.58
24	24 55 0.000 S	42 45 0.000 W	7196189.11	6135161.76
25	24 52 30.000 S	42 45 0.000 W	7200862.32	6135546.88
26	24 52 30.000 S	42 37 30.000 W	7199814.46	6148134.89
1	24 50 0.000 S	42 37 30.000 W	7204489.04	6148523.76

```
*
*   Perimetro     :       223.274 (Km)
*   Area Plana    :       621.660 (Km2)
*   Area Corrigida:       611.644 (Km2)
*
*-----------------------------------------------------------------------
```

BLOCO 5. SUL DE TUPI

```
*-----------------------------------------------------------------------
*  -Projecao     : Policônica        -Datum: SAD-69     -M.C.: -54.00
*  -Falso Norte  :  10000000.00      -Falso Este:   5000000.00
*  -Paralelo Pad.: ---
*-----------------------------------------------------------------------
*
```

Nome/Pto	Latitude	Longitude	Coord. Norte	Coord. Este
1	25 40 0.000 S	42 56 15.000 W	7113669.66	6109369.03
2	25 45 0.000 S	42 56 15.000 W	7104329.81	6108588.87
3	25 45 0.000 S	42 45 0.000 W	7102740.39	6127333.30
4	25 37 30.000 S	42 45 0.000 W	7116755.79	6128522.84
5	25 37 30.000 S	42 48 45.000 W	7117286.71	6122268.22
6	25 40 0.000 S	42 48 45.000 W	7112615.45	6121874.54
1	25 40 0.000 S	42 56 15.000 W	7113669.66	6109369.03

```
*
*   Perimetro     :        65.765 (Km)
*   Area Plana    :       205.840 (Km2)
*   Area Corrigida:       202.704 (Km2)
*
*-----------------------------------------------------------------------
```

BLOCO 6. NORDESTE DE TUPI

```
*-----------------------------------------------------------------------
-Projecao     : Policônica        -Datum: SAD-69     -M.C.: -54.00
*  -Falso Norte  :  10000000.00      -Falso Este:   5000000.00
*  -Paralelo Pad.: ---
*
Nome/Pto    Latitude        Longitude      Coord. Norte     Coord. Este

1       25  7 30.000 S    42 37 30.000 W     7171768.59      6145788.87
2       25  7 30.000 S    42 26 15.000 W     7170163.45      6164629.63
3       25 10  0.000 S    42 26 15.000 W     7165487.46      6164229.90
4       25 10  0.000 S    42 30  0.000 W     7166026.07      6157952.09
5       25 20  0.000 S    42 30  0.000 W     7147325.52      6156355.83
6       25 20  0.000 S    42 33 45.000 W     7147863.79      6150086.62
7       25 17 30.000 S    42 33 45.000 W     7152538.17      6150484.39
8       25 17 30.000 S    42 37 30.000 W     7153072.87      6144212.71
1       25  7 30.000 S    42 37 30.000 W     7171768.59      6145788.87
*
*   Perimetro     :        84.712 (Km)
*   Area Plana    :       295.494 (Km2)
*   Area Corrigida:       290.703 (Km2)
*
*-----------------------------------------------------------------------
```

II. BLOCO CONTINGENTE

BLOCO 7. PEROBA

```
*-----------------------------------------------------------------------
*  -Projecao     : POLICONICA        -Datum: SAD-69     -M.C.: -54.00
*  -Falso Norte  :  10000000.00      -Falso Este:   5000000.00
*  -Paralelo Pad.: ---
*-----------------------------------------------------------------------
*   Nome/Pto      Latitude         Longitude      Coord. Norte     Coord.
Este

1       25 47 30.000 S    42 56 15.000 W     7099660.00      6108197.91
2       25 47 30.000 S    42 45  0.000 W     7098068.74      6126935.59
3       26  2 30.000 S    42 45  0.000 W     7070040.42      6124536.82
4       26  2 30.000 S    42 48 45.000 W     7070577.47      6118304.75
5       26 10  0.000 S    42 48 45.000 W     7056566.15      6117104.15
6       26 10  0.000 S    42 52 30.000 W     7057102.03      6110878.65
7       26 17 30.000 S    42 52 30.000 W     7043093.18      6109679.58
8       26 17 30.000 S    43  0  0.000 W     7044159.51      6097241.51
9       25 52 30.000 S    43  0  0.000 W     7090846.28      6101172.34
10      25 52 30.000 S    42 56 15.000 W     7090320.58      6107414.23
1       25 47 30.000 S    42 56 15.000 W     7099660.00      6108197.91
*
*   Perimetro     :       162.534 (Km)
*   Area Plana    :      1084.905 (Km2)
*   Area Corrigida:      1068.564 (Km2)
*
*-----------------------------------------------------------------------
```

ANEXO II - VOLUMES E VALORES DA CESSÃO ONEROSA

Área do Contrato	AVALIAÇÕES INICIAIS			REVISÃO*		
	Volume da Cessão Onerosa (milhões Barris de Óleo Equivalentes)	Valor do Barril (US$/boe)	Valor Inicial da Cessão Onerosa (US$)	Volume da Cessão Onerosa (milhões Barris de Óleo Equivalentes) *	Valor do Barril (US$/boe)*	Valor Revisto da Cessão Onerosa*
BLOCO 1 Florim	467	9,0094	4.207.389.800,00	-	-	-
BLOCO 2 Franco	3.058	9,0400	27.644.320.000,00	-	-	-
BLOCO 3 Sul de Guará	319	7,9427	2.533.721.300,00	-	-	-
BLOCO 4 Entorno de Iara	600	5,8157	3.489.420.000,00	-	-	-
BLOCO 5 Sul de Tupi	128	7,8531	1.005.196.800,00	-	-	-
BLOCO 6 Nordeste de Tupi	428	8,5357	3.653.279.600,00	-	-	-
BLOCO 7 Peroba	-	-	-	-	-	-
Valor Inicial do Contrato em dólares-americanos (US$)			42,533,327.500,00			
Taxa de câmbio			1,7588			
Valor Inicial do Contrato em Reais (R$)			74.807.616.407,00	Valor Revisto do Contrato		-

* valores serão preenchidos na ocasião da Revisão prevista na Cláusula Oitava

ANEXO III

MODELO DE RELATÓRIO DE GASTOS TRIMESTRAIS

1. RELATÓRIO DE GASTOS TRIMESTRAL – EXPLORAÇÃO

(Valores em R$ 1.000)

Bloco: *Bacia:*	*Concessionário:* *Operador:*						*Contrato nº:* *Data Assinatura: / /*						*Fase Exploração*	*Início: / /* *Termino: / /*			*Data de Emissão: / /*		
DESCRIÇÃO	**TRIMESTRE**													**TOTAL ANUAL**			**TOTAL ACUMULADO DO CONTRATO**		
	primeiro		**%**	**segundo**		**%**	**terceiro**		**%**	**quarto**		**%**		**Nacional**	**Estrangeiro**	**%**	**Nacional**	**Estrangeiro**	**%**
(natureza do gasto)	*nacional*	*estrang.*	**nac.**	*nacional*	*estrang.*	**nac.**	*nacional*	*estrang.*	**nac.**	*nacional*	*estrang.*	**nac.**				**nac.**			**nac.**
I – Geologia & Geofísica	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0			0,0	0,0		0,0	0,0	
I.1 Levantamento														0,0	0,0				
I.2 Processamento														0,0	0,0				
I.3 Interpretação														0,0	0,0				
I.4 Outros														0,0	0,0				
II – Perfuração	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0			0,0	0,0		0,0	0,0	
II.1 Materiais e Equipamentos														0,0	0,0				
II.2 Serviços														0,0	0,0				
II.3 Outros														0,0	0,0				
III - Avaliação	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0			0,0	0,0		0,0	0,0	
III.1 Materiais e Equipamentos														0,0	0,0				
III.2 Serviços														0,0	0,0				
III.3 Outros														0,0	0,0				
IV - Meio Ambiente	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0			0,0	0,0		0,0	0,0	
IV.1 Licença e Estudos														0,0	0,0				
IV.2 Supervisão e Controle														0,0	0,0				
V - Administração	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0			0,0	0,0		0,0	0,0	
V.1 Custos Administrativos Diretos														0,0	0,0				
V.2 Custos Administrativos Indiretos														0,0	0,0				
VI - Abandono Operacional														0,0	0,0				
Total Gastos Exploração	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0			0,0	0,0		0,0	0,0	

2. RELATÓRIO DE GASTOS TRIMESTRAL – DESENVOLVIMENTO

(Valores em R$ 1.000)

Campo: *Bacia:*	*Concessionário :* *Operador:*						*Contrato nº:* *Data Assinatura: / /*						*Etapa Desenvolvimento*			*Início: / /* *Termino: / /*			*Data de Emissão: / /*		
DESCRIÇÃO	**TRIMESTRE**															**TOTAL ANUAL**			**TOTAL ACUMULADO DO CONTRATO**		
	primeiro		**%**	**segundo**		**%**	**terceiro**		**%**	**quarto**		**%**				**Nacional**	**Estrangeiro**	**%**	**Nacional**	**Estrangeiro**	**%**
(natureza do gasto)	*nacional*	*estrang.*	**nac.**	*nacional*	*estrang.*	**nac.**	*nacional*	*estrang.*	**nac.**	*nacional*	*estrang.*	**nac.**						**nac.**			**nac.**
I - Geologia & Geofísica	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0					0,0	0,0		0,0	0,0	
I.1 Levantamento																0,0	0,0				
I.2 Processamento																0,0	0,0				
I.3 Interpretação																0,0	0,0				
I.4 Outros																0,0	0,0				
II - Estudos e Projetos	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0					0,0	0,0		0,0	0,0	
II.1 Estudos de Reservatório e Projeto Básico do Sistema de Produção																0,0	0,0				
II.2 Engenharia de Detalhamento do Sistema de Produção																0,0	0,0				
III - Perfuração	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0					0,0	0,0		0,0	0,0	
III.1 Materiais e Equipamentos																0,0	0,0				
III.2 Serviços																0,0	0,0				
III.3 Outros																0,0	0,0				
IV – Completação	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0					0,0	0,0		0,0	0,0	
IV.1 Materiais e Equipamentos																0,0	0,0				
IV.2 Serviços																0,0	0,0				
IV.3 Outros																0,0	0,0				
V – Elevação Artificial	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0					0,0	0,0		0,0	0,0	
V.1 Materiais e Equipamentos																0,0	0,0				
V.2 Serviços																0,0	0,0				
V.3 Outros																0,0	0,0				
VI – Sistema de Coleta da Produção	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0					0,0	0,0		0,0	0,0	
VI.1 Materiais e Equipamentos	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0					0,0	0,0		0,0	0,0	
VI.1.1 Linhas																0,0	0,0				
VI.1.2 "Manifolds" Submarinos																0,0	0,0				
VI.1.3 "Risers"																0,0	0,0				
VI.1.4 Outros																0,0	0,0				
VI.2 Serviços	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0					0,0	0,0		0,0	0,0	
VI.2.1 Linhas																0,0	0,0				
VI.2.2 "Manifolds" Submarinos																0,0	0,0				
VI.2.3 "Risers"																0,0	0,0				
VI.2.4 Outros																0,0	0,0				

VI.3 Outros													0,0	0,0				
VII – Unidade de Produção	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
VII.1 Unidade Marítima	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
VII.1.1 Materiais e Equipamentos													0,0	0,0				
VII.1.2 Serviços													0,0	0,0				
VII.1.3 Outros													0,0	0,0				
VII.2 Unidade Terrestre	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
VII.2.1 Materiais e Equipamentos													0,0	0,0				
VII.2.2 Serviços													0,0	0,0				
VII.2.3 Outros													0,0	0,0				
VIII – Sistema de Escoamento da Prod.	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
VIII.1 Materiais e Equipamentos	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
VIII.1.1 Oleodutos													0,0	0,0				
VIII.1.2 Gasodutos													0,0	0,0				
VIII.1.3 Compressores													0,0	0,0				
VIII.1.4 Unidade de Armazenamento													0,0	0,0				
VIII.1.5 Outros													0,0	0,0				
VIII.2 Serviços	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
VIII.2.1 Oleodutos													0,0	0,0				
VIII.2.2 Gasodutos													0,0	0,0				
VIII.2.3 Compressores													0,0	0,0				
VIII.2.4 Unidade de Armazenamento													0,0	0,0				
VIII.2.5 Outros													0,0	0,0				
VIII.3 Outros													0,0	0,0				
IX - Segurança Operacional													0,0	0,0				
X - Proteção Ambiental													0,0	0,0				
XI - Desativação do Campo	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
XI.1 Arrasamento e Abandono de Poços													0,0	0,0				
XI.2 Retirada de Equipamentos													0,0	0,0				
XI.3 Recuperação de Áreas													0,0	0,0				
XI.4 Outros													0,0	0,0				
XII - Administração	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
XII.1 Custos Administrativos Diretos													0,0	0,0				
XII.2 Custos Administrativos Indiretos													0,0	0,0				
XIII - Apoio Operacional													0,0	0,0				
Total Gastos Desenvolvimento	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	

3. RELATÓRIO DE GASTOS TRIMESTRAL – PRODUÇÃO

(Valores em R$ 1.000)

Campo: ***Bacia:*** ***Concessionário :*** ***Operador:***	**Etapa** **Produção**	***Contrato nº :*** ***Data Assinatura:*** / / ***Início:*** / / ***Termino:*** / /

DESCRIÇÃO	TRIMESTRE				TOTAL ANUAL
	primeiro	segundo	terceiro	quarto	
I - Custos Operacionais	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
I.1 Poços					0,0
I.2 Sistema de Coleta da Produção					0,0
I.3 Arrendamento ou Afretamento de Unid. de Prod.					0,0
I.4 Unid. de Prod. e Plantas de Processo e Utilidades					0,0
I.5 Sistema de Escoamento da Produção					0,0
I.6 Segurança Operacional					0,0
I.7 Proteção Ambiental					0,0
II - Administração	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II.1 Custos Administrativos Diretos					0,0
II.2 Custos Administrativos Indiretos					0,0
III - Apoio Operacional					0,0
Total Gastos Produção	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

ANEXO IV

PROGRAMA DE EXPLORAÇÃO OBRIGATÓRIO

Bloco	Atividade
Florim	Perfuração de 1 poço + sísmica 3D com migração em profundidade (PSDM) da integralidade do Bloco
Franco	Perfuração de 2 poços + TLD + sísmica 3D com migração em profundidade (PSDM) da integralidade do Bloco
Iara (Entorno)	Perfuração de 1 poço firme + 1 poço contingente + TLD (contingente) + sísmica 3D com migração em profundidade (PSDM) da integralidade do Bloco
NE de Tupi	Perfuração de 1 poço + TLD (contingente) + sísmica 3D com migração em profundidade (PSDM) da integralidade do Bloco
Sul de Guará	Perfuração de 1 poço + sísmica 3D com migração em profundidade (PSDM) da integralidade do Bloco
Tupi (Entorno)	Perfuração de 1 poço + sísmica 3D com migração em profundidade (PSDM) da integralidade do Bloco
Bloco Contingente – Peroba	Perfuração de 1 poço firme + 1 poço contingente + TLD (contingente) + sísmica 3D com migração em profundidade (PSDM) da integralidade do Bloco

Notas:

1. O período máximo para execução do Programa de Exploração Obrigatório é de 4 anos. Caso a Cessionária entenda que seja necessária alguma atividade adicional, poderá solicitar prorrogação de até 2 anos para executá-la.

2. Para fins de cumprimento do Programa de Exploração Obrigatório, todos os poços indicados neste anexo deverão atingir a unidade litoestratigráfica Formação Piçarras de idade Barremiana, atravessando assim os principais reservatórios do Pré-Sal da Bacia de Santos.

3. As atividades são definidas para cada Bloco individualmente e não poderão ser transferidas.

4. A Cessionária deverá apresentar à ANP cobertura sísmica 3D com migração em profundidade (PSDM) da integralidade dos Blocos listados.A sísmica deverá ser adquirida com o objetivo de avaliar as unidades estratigráficas do Pré-Sal.

5. Os TLDs e os poços caracterizados como contingentes serão obrigatoriamente executados após constatada a descoberta de hidrocarboneto.

6. A não execução de qualquer TLD ou poço contingente deverá ser previamente aprovada pela ANP mediante justificativa técnica da Cessionária.

7. Para fins do previsto nos parágrafos 10.12 e 10.13, a ANP estabelecerá os valores de referência para cada uma das atividades integrantes deste Anexo, tomando como base as informações mais recentes recebidas da Cessionária pela Agência para o respectivo Bloco ou, caso referidas informações não existam, a Agência tomará como base informações recebidas da Cessionária referentes a Bloco assemelhado.

ANEXO V

DIRETRIZES PARA A REVISÃO DO CONTRATO

A Revisão referida na Cláusula Oitava observará as diretrizes e premissas elencadas neste Anexo V. No caso da necessidade de definição de premissas ou variáveis não estabelecidas neste Anexo, as Partes utilizarão, nessa definição, os princípios e premissas empregados nas certificações constantes dos laudos técnicos de avaliação de que trata o art. 3º da Lei nº 12.276, de 2010.

Metodologia

O Valor Revisto do Contrato será a soma dos valores presentes líquidos dos fluxos de caixa anual descontados de projetos determinísticos para cada Bloco da Área do Contrato, levando-se em conta as premissas técnicas e econômicas listadas abaixo:

Premissas Econômicas

1. Data base: para desconto do fluxo de caixa, será adotada a mesma data empregada nas certificações constantes nos laudos técnicos de avaliação de que trata o art. 3º da Lei nº 12.276, de 2010.

2. Taxa de desconto real: 8,83% ao ano

3. Preços dos produtos:

    a. Petróleo:

        i. O Preço de Referência será igual à média das cotações de fechamento no mês anterior à data de referência para a Revisão do petróleo *Crude Light West Texas Intermediate - WTI*, em US$/barril, divulgadas pela bolsa de valores NYMEX sob o código de CL, para o contrato futuro de décimo oitavo vencimento, menos o diferencial em relação ao petróleo Brent.

        ii. O diferencial em relação ao petróleo Brent (preço WTI menos preço Brent) será calculado utilizando-se as médias anuais das projeções mensais mais recentes publicadas pela consultoria *Pira Energy Group* para o ano seguinte ao da Revisão, ou, caso não esteja disponível, uma previsão equivalente publicada por entidade internacional de reconhecida competência técnica no setor de petróleo e gás natural.

        iii. Para cada Bloco da Área do Contrato, o diferencial do Preço do Petróleo do Bloco em relação ao petróleo Brent será calculado

segundo a caracterização de fluidos mais recentemente disponível na data da Revisão, utilizando-se para cálculo do diferencial em relação ao Preço de Referência a metodologia indicada na Portaria ANP nº 206/2000.

iv. Os valores das frações dos produtos derivados do petróleo Brent, em US$/barril, a serem empregados no cálculo do diferencial referido no item (iii) acima serão as médias dos valores publicados pela ANP, para cada fração, nos doze meses que antecederem o mês da Revisão.

b. Gás Natural:

i. Preço de Referência do Gás Natural (PRGN):

O Preço de Referência do Gás Natural, em US$/MMBtu, é constituído pelo Preço no Mercado de Referência (PMR) subtraído pelas parcelas referentes às Tarifas de Transporte (TTr), Tarifa de Processamento (TP), Tarifa de Transferência (TT) e Despesas de Comercialização (DC), conforme fórmula abaixo:

$$PRGN = PMR - (TTr + TP + TT + DC)$$

ii. Preço no Mercado de Referência (PMR):

O Preço no Mercado de Referência, em US$/MMBtu, é constituído pelo preço médio de venda do gás natural nacional nos doze meses que antecederem o mês da Revisão, ponderado por volume, praticado pela Petrobras para fornecimento firme ao mercado não-termelétrico, nos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, nas condições de referência contratuais.

iii. Tarifas de Transporte (TTr):

As Tarifas de Transporte, em US$/MMBtu, são as tarifas contratuais dos gasodutos utilizados para transporte do gás entre as Unidades de Tratamento e os Pontos de Entrega, discriminadas a seguir:

$$TTr = \Sigma\, TTr_{(n)}$$

onde:

$TTr_{(n)}$ – Tarifa de Transporte do gasoduto n.

iv. Tarifa de Processamento (TP):

A Tarifa de Processamento, em US$/MMBtu, é determinada com base no custo de tratamento do gás do Pré-Sal, no Terminal de Cabiúnas, considerando, no

cômputo, a receita proveniente da comercialização de combustíveis líquidos produzidos no processo de tratamento.

v. Tarifa de Transferência (TT):

A Tarifa de Transferência, em US$/MMBtu, é determinada com base no custo do escoamento de gás natural do Pré-Sal, das Unidades de Produção até o Terminal de Cabiúnas.

vi. Despesas de Comercialização (DC):

As Despesas de Comercialização, em US$/MMBtu, correspondem aos custos incorridos na comercialização de gás, que inclui, dentre outros, a elaboração e gestão dos contratos de comercialização de gás natural, o controle logístico do suprimento e o faturamento.

vii. Os custos previstos nos itens iv e v serão calculados com base em informações auditadas junto à Cessionária para projetos semelhantes de escoamento de gás no pré-sal. Os custos previstos no item vi serão calculados com base em informações auditadas junto à Cessionária referentes à comercialização de gás natural.

4. Tributação: será considerada a carga tributária brasileira para os campos em regime de cessão onerosa vigente à época da Revisão.

5. Custos:

   a. Para as operações realizadas entre a Data de Assinatura e a Data da Revisão será considerado o custo efetivamente incorrido pela Cessionária, em US$, de modo segregado para cada Bloco da Área do Contrato, desde que auditados e compatíveis com as práticas regulares do mercado.

   b. Os custos de investimentos, os custos operacionais e as demais despesas futuras serão estimados segundo as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, levando-se em conta o ambiente operacional, e valorados com base nos preços de mercado vigentes para cada bem ou serviço na Data da Revisão.

   c. Afretamento e aluguel: sempre que aplicáveis, segundo as melhores práticas da indústria do petróleo, serão considerados para ativos da produção, incluindo, mas não se limitando, às unidades de produção e equipamentos submarinos. Serão estimados com base nas taxas diárias de afretamento, referentes a contratos mais recentes, para Unidades Estacionárias de Produção, de valores de mercado (CAPEX) equivalentes. Somar-se-á a estes pagamentos o valor correspondente à tributação incidente sobre as remessas.

d. Os custos de investimento, de operação e das demais despesas serão cotados em dólares americanos (US$).

6. A taxa de câmbio a ser utilizada nas conversões de dólares para Reais será a média da taxa de câmbio PTAX compra vigente nos 30 (trinta) dias que antecederem o pagamento.

Premissas técnicas

1. As jazidas a avaliar serão, em princípio, aquelas consideradas na avaliação inicial e que foram consideradas pelos laudos técnicos de avaliação de que trata o art. 3º da Lei nº 12.276, de 2010. Se houver outras descobertas nos prismas relativos aos Blocos da Área do Contrato, os respectivos volumes também poderão ser considerados.

2. Serão utilizados Módulos Típicos ou as possíveis soluções, específicas para cada área, que após a Declaração de Comercialidade comporão os respectivos Planos de Desenvolvimento.

    a. Por Módulo Típico entende-se o conjunto que inclui plataforma tipo FPSO – *Floating, Production, Storage and Offloading,* plantas de produção e acessórias (separação, tratamento, geração, compressão, reinjeção etc.), linhas rígidas e flexíveis, manifolds e poços, concebidos para drenar, em cada Bloco da Área do Contrato, o volume previsto para cada Módulo Típico.

    b. Para a concepção de cada Módulo Típico, serão consideradas somente tecnologias de aplicação confiável para recuperações primária e secundária de hidrocarbonetos.

    c. Cenários de produção serão construídos considerando-se a caracterização mais recente do reservatório, incorporando-se todas as informações de reservatório e fluidos.

    d. Os cenários para os planos de desenvolvimento considerarão os Módulos Típicos de desenvolvimento ou as soluções específicas para cada área e serão baseados em projetos otimizados de áreas análogas no pré-sal, segundo o conhecimento mais recente disponível e segundo os compromissos de Conteúdo Local da Cláusula Vigésima Quarta do Contrato.

ANEXO VI

CONTEÚDO LOCAL

Fase de Exploração			
Subsistema	**Item**	**Conteúdo Local mínimo item (%)**	**Conteúdo Local mínimo – Fase de Exploração (%)**
Apoio Operacional	Apoio Logístico (Marítimo/Aéreo/Base)	50	**37**
Geologia e Geofísica	Aquisição	5	
	Interpretação e Processamento	85	
Perfuração, Avaliação e Completação	Afretamento Sonda	10	
	Perfuração + Completação (obs 1)	58	
	Sistemas Auxiliares (obs 2)	52	
Teste de Longa Duração (TLD)	Afretamento Sonda (obs 5)	20	

Etapa de Desenvolvimento da Produção – módulos com primeiro óleo até 2016				
Subsistema	**Item**		**Conteúdo Local mínimo item (%)**	**Conteúdo Local mínimo – módulos da Etapa de Desenvolvimento (%)**
Perfuração, Avaliação e Completação	Afretamento Sonda		29	**55**
	Apoio Logístico (Marítimo/Aéreo/Base)		50	
	Árvore de Natal		70	
	Perfuração + Completação (obs 1)		49	
	Sistemas Auxiliares (obs 2)		52	
Sistema de Coleta da Produção	Dutos de Escoamento		100	
	Engenharia Básica		50	
	Engenharia de Detalhamento		95	
	Gerenciamento, Construção e Montagem		80	
	Linhas de Produção/Injeção Flexíveis (Flowlines, Risers)		56	
	Linhas de Produção/Injeção Rígidas		50	
	Manifolds		70	
	Sistema de Controle Submarino		0	
	Umbilicais		55	
UEP	Casco		70	
	Engenharia Básica		65	
	Engenharia de Detalhamento		65	
	Gerenciamento, Construção e Montagem		65	
	Instalação e Integração dos Módulos		65	
	Plantas - Construção & Montagem		65	
	Plantas (obs 4)	Engenharia Básica	65	
		Engenharia de Detalhamento	65	
		Gerenciamento de Serviços	65	
		Materiais (obs 4)	71	
	Pré-Instalação e Hook-up das Linhas de Ancoragem		65	
	Sistema Múltiplo de Ancoragem		65	
	Sistema Simples de Ancoragem		65	
	Sistemas Navais		65	

Etapa de Desenvolvimento da Produção – módulos com primeiro óleo em 2017 e 2018				
Subsistema	**Item**		**Conteúdo Local mínimo item (%)**	**Conteúdo Local mínimo – módulos da Etapa de Desenvolvimento (%)**
Perfuração, Avaliação e Completação	Afretamento Sonda		50	**58**
	Apoio Logístico (Marítimo/Aéreo/Base)		50	
	Árvore de Natal		70	
	Perfuração + Completação (obs 1)		49	
	Sistemas Auxiliares (obs 2)		40	
Sistema de Coleta da Produção	Dutos de Escoamento		100	
	Engenharia Básica		50	
	Engenharia de Detalhamento		95	
	Gerenciamento, Construção e Montagem		80	
	Linhas de Produção/Injeção Flexíveis (Flowlines, Risers)		56	
	Linhas de Produção/Injeção Rígidas		50	
	Manifolds		70	
	Sistema de Controle Submarino		0	
	Umbilicais		55	
UEP	Casco		70	
	Engenharia Básica		65	
	Engenharia de Detalhamento		65	
	Gerenciamento, Construção e Montagem		65	
	Instalação e Integração dos Módulos		65	
	Plantas - Construção & Montagem		65	
	Plantas (obs 4)	Engenharia Básica	65	
		Engenharia de Detalhamento	65	
		Gerenciamento de Serviços	65	
		Materiais (obs 4)	71	
	Pré-Instalação e Hook-up das Linhas de Ancoragem		65	
	Sistema Múltiplo de Ancoragem		65	
	Sistema Simples de Ancoragem		65	
	Sistemas Navais		65	

Etapa de Desenvolvimento da Produção – módulos com primeiro óleo em ou após 2019				
Subsistema	**Item**		**Conteúdo Local mínimo item (%)**	**Conteúdo Local mínimo – módulos da Etapa de Desenvolvimento (%)**
Perfuração, Avaliação e Completação	Afretamento Sonda		65	**65**
	Apoio Logístico (Marítimo/Aéreo/Base)		60	
	Árvore de Natal		70	
	Perfuração + Completação (obs 1)		49	
	Sistemas Auxiliares (obs 2)		52	
Sistema de Coleta da Produção	Dutos de Escoamento		100	
	Engenharia Básica		50	
	Engenharia de Detalhamento		95	
	Gerenciamento, Construção e Montagem		80	
	Linhas de Produção/Injeção Flexíveis (Flowlines, Risers)		56	
	Linhas de Produção/Injeção Rígidas		50	
	Manifolds		70	
	Sistema de Controle Submarino		0	
	Umbilicais		55	
UEP	Casco		70	
	Engenharia Básica		65	
	Engenharia de Detalhamento		65	
	Gerenciamento, Construção e Montagem		65	
	Instalação e Integração dos Módulos		80	
	Plantas - Construção & Montagem		80	
	Plantas (obs 4)	Engenharia Básica	65	
		Engenharia de Detalhamento	65	
		Gerenciamento de Serviços	65	
		Materiais (obs 4)	71	
	Pré-Instalação e Hook-up das Linhas de Ancoragem		65	
	Sistema Múltiplo de Ancoragem		65	
	Sistema Simples de Ancoragem		65	
	Sistemas Navais		65	

Observações

(1) Na composição do conteúdo local medido para perfuração, avaliação e completação, devem ser considerados co seguintes conteúdos específicos:

Equipamentos	Conteúdo Local Mínimo (%)
Brocas	5
Cabeça de Poço	60
Coluna de Produção	50
Equipamentos do Poço	50
Revestimento	50

(2) Na composição dos sistemas auxiliares devem ser considerados os seguintes sub-itens:

Equipamentos	Conteúdo Local Mínimo (%)
Instrumentação de Campo	40
Sistema de Automação	60
Sistema de Medição Fiscal	60
Sistema de Telecomunicações	40
Sistema Elétrico	60

(3) Na composição do Conteúdo Local medido para os equipamentos da Unidade Estacionária de Produção (UEP) devem ser considerados os seguintes sub-itens:

Equipamentos		Conteúdo Local Mínimo (%)
Calderaria	Fornos	80
	Tanques	90
	Vasos de Pressão	85
Instrumentação de Campo		40
Mecânicos Estáticos	Filtros	85
	Proteção Catódica	90
	Queimadores	80
	Válvulas (até 24")	90
Mecânicos Rotativos	Bombas	70
	Mecânicos Rotativos - Compressores Alternativos	70
	Mecânicos Rotativos - Compressores Parafuso	70
	Mecânicos Rotativos - Motores a Diesel (até 600 hp)	80
	Mecânicos Rotativos - Turbinas a Vapor	80
Sistema de Automação		60
Sistema de Medição Fiscal		60

Sistema de Telecomunicações	40
Sistema Elétrico	60
Torre de Processo	85
Torre de Resfriamento	85
Trocadores de Calor	15

(4) Este item é composto por: planta de processo, planta de movimentação de gás e planta de injeção de água.

(5) Somente será exigido o compromisso do conteúdo local mínimo no teste de longa duração (TLD) para os casos em que este teste esteja previsto na Fase de Exploração.

ANEXO VII

ENDEREÇOS

- Cedente:

Ministério de Minas e Energia
A/C Ministro de Estado de Minas e Energia
Esplanada dos Ministérios, Bloco "U"
70065-900
Brasília-DF

Ministério da Fazenda
A/C Ministro de Estado da Fazenda
Esplanada dos Ministérios, Bloco "P"
70048-900
Brasília - DF

- Cessionária:

Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
A/C Presidente
Av. República do Chile, 65, 23º andar
20031-912
Rio de Janeiro - RJ

- ANP:

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
A/C Diretor-Geral
Av. Rio Branco, 65, 18º andar
20090-004
Rio de Janeiro – RJ

ANEXO VIII

ÁREA DO PRÉ-SAL

POLÍGONO PRÉ-SAL		
COORDENADAS POLICÔNICA/SAD69/MC54		
Longitude (W)	Latitude (S)	Vértices
5828309.85	7131717.65	1
5929556.50	7221864.57	2
6051237.54	7283090.25	3
6267090.28	7318567.19	4
6435210.56	7528148.23	5
6424907.47	7588826.11	6
6474447.16	7641777.76	7
6549160.52	7502144.27	8
6502632.19	7429577.67	9
6152150.71	7019438.85	10
5836128.16	6995039.24	11
5828309.85	7131717.65	1