



Quarta-feira, 27 de Agosto de 2025

I Série – N.º 162

DIÁRIO DA REPÚBLICA

ÓRGÃO OFICIAL DA REPÚBLICA DE ANGOLA

Preço deste número - Kz: 1.190,00

Ministério dos Recursos Minerais, Petróleo e Gás

Decreto Executivo n.º 687/25 19996
Aprova o Regulamento Técnico do Plano Anual de Produção.

Decreto Executivo n.º 688/25 20009
Aprova o Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural.

S U M Á R I O

MINISTÉRIO DOS RECURSOS MINERAIS, PETRÓLEO E GÁS

Decreto Executivo n.º 687/25 de 27 de Agosto

Considerando a necessidade de se proceder à definição das regras e os procedimentos necessários à verificação e aprovação dos Planos Anuais de Produção elaborados pelas Associadas da Concessionária Nacional, nas Operações Petrolíferas que sejam executadas em terra e no mar, nos termos previstos na Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro — Lei das Actividades Petrolíferas;

Considerando que a padronização dos procedimentos de submissão das informações dos Planos Anuais de Produção pelos Operadores, alinhada às melhores práticas internacionais, irá contribuir para a maximização da recuperação dos reservatórios de hidrocarbonetos em Angola de forma económica e ambientalmente sustentável, e incluindo a disponibilidade dos dados e informação de produção a serem submetidos pelo Operador e Associadas da Concessionária Nacional;

Visando garantir uma actuação com transparência nas comunicações sobre os recursos de hidrocarbonetos em Angola e com a utilização de referências, definições e directrizes comuns, segundo as melhores práticas internacionais;

Em conformidade com os poderes delegados pelo Presidente da República, nos termos do artigo 137.º da Constituição da República de Angola, conjugado com os artigos 21.º e 87.º da Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro — Lei das Actividades Petrolíferas, alterada parcialmente pela Lei n.º 5/19, de 18 de Abril, determino:

ARTIGO 1.º (Aprovação)

É aprovado o Regulamento Técnico do Plano Anual de Produção, anexo ao presente Decreto Executivo, de que é parte integrante.

ARTIGO 2.º (Dúvidas e omissões)

As dúvidas e omissões resultantes da interpretação e aplicação do presente Decreto Executivo são resolvidas pelo Ministro dos Recursos Minerais, Petróleo e Gás.

ARTIGO 3.º (Entrada em vigor)

O presente Decreto Executivo entra em vigor na data da sua publicação.

Publique-se.

Luanda, aos 12 de Agosto de 2025.

O Ministro, *Diamantino Pedro Azevedo*.

REGULAMENTO TÉCNICO DO PLANO ANUAL DE PRODUÇÃO

CAPÍTULO I

Disposições Gerais

ARTIGO 1.º

(Objecto)

O presente Regulamento estabelece as directrizes que devem ser observados pelo Operador na elaboração do Plano Anual de Produção (PAP) de um campo petrolífero, e define os procedimentos de aprovação, execução e revisão do referido Plano.

ARTIGO 2.º

(Âmbito)

1. O presente Regulamento é aplicável às actividades petrolíferas desenvolvidas pelo Operador.

2. O Plano Anual de Produção é preparado de acordo com as determinações do presente Regulamento Técnico e deve conter informações suficientes para permitir à ANPG avaliar a conformidade do mesmo com:

O Plano Geral de Desenvolvimento e Produção, de acordo com a sua última revisão aprovada pelo Ministério que superintende o Sector de Petróleo e Gás Natural e o potencial do campo e outros programas de revitalização.

3. O Plano Anual de Produção deve incluir, além das previsões de produção de petróleo, gás natural e água, as previsões de movimentação de petróleo, de gás natural e de água, a descrição da previsão de queimas e perdas de gás natural, a previsão de injeção de fluídos especiais nos reservatórios com a finalidade de recuperação melhorada da produção, o descarte de resíduos sólidos oriundos do processo de produção e demais informações complementares.

ARTIGO 3.º

(Definições)

1. Para efeitos do presente Regulamento, consideram-se, além das definições contidas na Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro — Lei das Actividades Petrolíferas, no Decreto n.º 1/09, de 27 de Janeiro — Regulamento das Operações Petrolíferas e nos Contratos, as seguintes:

- a) *Campo* — área produtora de petróleo ou gás a partir de um reservatório contínuo ou mais do que um reservatório a diferentes profundidades;
- b) *Gás Associado* — gás natural que existe em solução com o petróleo bruto ou que se apresente sob a forma de uma cobertura em contacto com o petróleo bruto;
- c) *Gás Não Associado* — gás natural que se encontra num jazigo petrolífero onde não há presença de petróleo bruto ou é insignificante;
- d) *Gás Natural* — mistura constituída essencialmente por metano e outros hidrocarbonetos que se encontra num jazigo petrolífero em estado gasoso ou passa a este estado quando produzida nas condições normais de pressão e temperatura;

- e) *Plano Anual de Produção* — plano em que se descreve as previsões de produção e movimentação de petróleo, gás natural, água e outros fluidos e resíduos oriundos do processo de produção de cada campo;
- f) *Programa Anual de Trabalho e Orçamento* — descrição detalhada de actividades e respectivos orçamentos a serem realizados pelo Operador, em representação do grupo empreiteiro, em uma concessão no decorrer de um ano civil;
- g) *Produção* — conjunto de actividades que visam a extracção de petróleo, nomeadamente o funcionamento, assistência, manutenção e reparação de poços completados, bem como dos equipamentos, condutas, sistemas, instalações e estaleiros concluídos durante o desenvolvimento, incluindo todas as actividades relacionadas com a planificação, programação, controlo, medição, ensaios e escoamento, recolha, tratamento, armazenagem e expedição de petróleo, a partir dos reservatórios subterrâneos de petróleo, para os locais designados de exportação ou de levantamento e ainda as operações de abandono das instalações e dos jazigos petrolíferos e actividades conexas.

2. Para efeitos do presente Diploma, e salvo se de outro modo for expressamente indicado na Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro, ou em outra legislação aplicável, as palavras e expressões aqui usadas têm o significado descrito no presente Diploma, sendo certo que as definições no singular se aplicam igualmente no plural e vice-versa.

3. As demais palavras e expressões presentes neste Regulamento e não listadas acima têm o mesmo alcance e significado que as mesmas tenham sido atribuídas pela Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro, e demais legislação aplicável.

ARTIGO 4.º

(Identificação do Contrato)

À data da sua elaboração, o Plano Anual de Produção deve conter informação relativa à denominação do campo, a referência ao contrato conforme o artigo 14.º da Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro — Lei das Actividades Petrolíferas, do Contrato de Exploração e Produção, a denominação do Operador, e localização exacta do campo.

CAPÍTULO II

Previsões de Produção

ARTIGO 5.º

(Previsão de produção de petróleo, gás natural e água)

1. Os dados relativos às previsões de produção de petróleo, gás natural e água devem ser apresentados de acordo com o formato da Tabela 1, constante do presente Diploma, e correspondem aos volumes que efectivamente se prevê produzir em cada campo, e sempre que aplicável, aqueles volumes que se prevê produzir em cada Unidade ou Plataforma de Produção existente no campo, para cada período de referência.

2. Os dados relativos às previsões de produção de petróleo devem destacar o volume de condensado estabilizado que efectivamente se prevê produzir nos campos ou reservatórios de gás não associado.

3. As previsões de produção de Gás Natural devem ser divididas em Gás Associado e Não Associado, devendo incluir, se aplicável, o volume de gás obtido dos estoques injectados nos reservatórios dos campos, com a finalidade de recuperação secundária ou armazenamento.

4. Os dados e informação de petróleo, gás e água a serem submetidas pelo Operador devem estar em conformidade com as tabelas do presente Regulamento Técnico em anexo e referidos em unidades do sistema internacional e de campo, conforme disposto no artigo 37.º do Decreto n.º 1/09, de 27 de Janeiro — Regulamento das Operações Petrolíferas, bem como apresentar os factores de conversão utilizados.

ARTIGO 6.º

(Previsão de movimentação de gás natural)

1. Os dados relativos às previsões de movimentação de gás natural devem ser apresentados de acordo com o formato da Tabela 2 do presente Diploma.

2. Nas previsões de movimentação de gás natural de cada campo devem ser informadas as previsões dos volumes a serem recebidos e transferidos de e para outros campos, se aplicável.

3. Para efeitos de preenchimento da Tabela 2, relativamente à transferência e recepção de gás natural, deve ser considerado o seguinte:

a) Enquadra-se nas categorias de transferido, todo o volume recebido de outros campos com a finalidade de injeção (recuperação secundária ou armazenamento) ou consumo em actividades não compartilhadas com o campo de origem, ou seja, actividades próprias do campo de destino;

b) Enquadra-se na categoria de recebido o volume de gás destinado à injeção (recuperação secundária ou armazenamento) ou consumo em actividades não compartilhadas com o campo de origem, retirado de gasodutos proveniente de outros campos. O volume recebido pelo campo deve ser repartido proporcionalmente aos volumes escoados de cada campo ao montante do ponto de derivação e alocado a cada campo de origem, e colocado na categoria de transferido.

4. Os Operadores devem apresentar as previsões de injeção de gás natural para a recuperação secundária e para o armazenamento, conforme a Tabela 2.

5. Os Operadores devem informar o volume de gás a ser consumido no processo produtivo do próprio campo, como motores, turbinas, geradores, caldeiras, fornos, fornalhas, tratadores, sistemas de remoção de oxigénio atmosférico e outros conforme a Tabela 2.

6. Para efeitos de preenchimento da Tabela 2, relativamente ao consumo de Gás Natural, deve ser considerado o seguinte:

a) O volume de gás natural a ser consumido em campos que compartilham as mesmas instalações de produção (separação, tratamento, compressão), deve ser calculado proporcionalmente aos volumes equivalentes de petróleo e gás produzidos por estes campos e alocados a cada um dos campos;

b) O volume de Gás Natural a ser consumido nas operações de compressão em campos que partilham as mesmas instalações de compressão de gás deve ser calculado proporcionalmente aos volumes de gás comprimidos e alocados a cada um dos campos.

7. Os dados relativos às previsões de queima total de gás natural devem ser apresentados de acordo com o formato da Tabela 3 do presente Diploma.

8. Deve ser informado como gás disponível o volume de gás destinado às Unidades de Processamento de Gás Natural — UPGN (consumo e absorvido), o volume de gás destinado aos consumos nos sistemas de transporte e refino e o volume de gás destinado às vendas.

ARTIGO 7.º

(Previsão de movimentação de água)

1. Os dados relativos às previsões de produção de água associada ao petróleo devem ser apresentados de acordo com o formato da Tabela 2 e correspondem aos volumes que efectivamente se prevê produzir em cada campo.

2. Os seguintes dados devem ser informados anualmente à ANPG:

- a) Os volumes de água recebidos de outros campos ou de água captada, na superfície ou em subsuperfície (doce ou salgada) com a finalidade de injeção;
- b) As previsões de volumes de injeção de água, separadamente, apenas com a finalidade de recuperação secundária em reservatórios;
- c) As previsões dos volumes de água produzida a serem descartados em poços (injectados) e descartados na superfície, dentro do campo, além dos volumes a serem transferidos para fora da área do campo, conforme Tabela 2;
- d) Quando aplicável, mencionar o local de destino da água transferida (outro campo, refinarias ou outro destino), utilizando para o efeito a Tabela 2 do presente Regulamento.

ARTIGO 8.º

(Previsão de queima e perda de Gás Natural)

1. O Operador deve submeter à ANPG as previsões de queima e perda de Gás Natural, conforme Tabela 3 em anexo.

2. Os volumes de Gás Natural a serem queimados em campos que compartilham as mesmas instalações de produção e instalações de compressão devem ser calculados proporcionalmente aos volumes de gás produzidos em cada campo e alocados aos respectivos campos.

3. Os motivos de queima e perda de Gás Natural que serão aceites pela ANPG, para submissão ao Ministério que superintende o Sector de Petróleo e Gás, devem ser regulamentados em instrumento específico sobre queima e perda de Gás Natural.

ARTIGO 9.º

(Previsão de injeção de fluidos especiais)

1. Os dados relativos à previsão de injeção de fluidos especiais com finalidade de recuperação melhorada devem ser apresentados de acordo com o formato da Tabela 4 do presente Regulamento.

2. Devem ser informados os volumes e tipos de fluidos especiais a serem injectados nos campos, tais como CO₂, N₂, vapor ou outros fluidos especiais químicos.

3. No item «Outros» deve ser informado qualquer fluido não especificado nos pontos anteriores, incluindo nesta categoria a possível injeção de fracções mais leves (condensados). Deve ser especificado na Tabela 4 o tipo de fluido especial que foi enquadrado nesta categoria.

ARTIGO 10.º

(Previsão de produção e descarte de resíduos sólidos)

1. As previsões de produção de lamas oleosas (borras), em unidades de volume ou massa, bem como a produção de incrustações (compostos sólidos de carbonatos e/ou de sulfatos de cálcio ou de bário), materiais radioactivos e metais, além das sucatas que poderão ser geradas no processo de produção de petróleo e Gás Natural, deve ser comunicada à ANPG conforme o modelo estabelecido na Tabela 5.

2. A informação do local de deposição final para cada um dos resíduos sólidos deve constar da Tabela 5.

ARTIGO 11.º

(Prazo da submissão do Plano Anual de Produção)

O Plano Anual de Produção deve ser submetido à ANPG até 15 de Outubro de cada ano, previamente à submissão do Programa Anual de Trabalho e Orçamento.

ARTIGO 12.º

(Informações complementares)

O Operador deve incluir as informações complementares para o pleno entendimento das previsões apresentadas no Plano Anual de Produção, conforme Tabela 6, em anexo.

ARTIGO 13.º

(Requisitos para a revisão do Plano Anual de Produção)

1. O Plano Anual de Produção deve ser revisto sempre que:

- a) For aprovada uma revisão do Plano Geral de Desenvolvimento e Produção, que resulte em mudanças nas previsões de produção, injeção, queima e perda de Gás Natural ou movimentação de fluidos de produção e descarte de resíduos sólidos;
- b) For aprovada uma revisão do Programa de Trabalho e Orçamento, que resulte em mudanças nas previsões de produção, injeção, queima e perda de Gás Natural ou movimentação de fluidos de produção e descarte de resíduos sólidos.

2. Aquando da submissão de um Plano Anual de Produção revisto para aprovação, o Operador deve submeter os dados da produção realizada relativamente aos meses já ocorridos.

3. As alterações ao PAP devem ser discutidas previamente em reuniões técnico-financeiras dedicadas e submetidas à aprovação da ANPG.

4. A revisão do Plano Anual de Produção solicitada pelo Operador, aprovada pela ANPG, só pode alterar os valores das previsões a partir do mês subsequente ao da aprovação, devendo ser mantidos os valores das previsões dos meses anteriores aprovados para o campo.

CAPÍTULO III

Fiscalização

ARTIGO 14.º

(Acompanhamento, monitorização e fiscalização)

1. No cumprimento de acções de fiscalização, a ANPG, em conjunto com o Ministério que superintende o Sector dos Petróleos e Gás Natural, pode realizar a auditoria, inquéritos e visitas necessárias às instalações para a verificação do cumprimento das obrigações contratuais e do presente Regulamento.

2. O Operador deve colaborar com as acções de fiscalização, auditorias técnicas, referidas no presente Regulamento, nomeadamente:

- a) Receber as equipas técnicas na sequência de uma convocatória para audiências ou reuniões de trabalho;
- b) Facilitar as visitas técnicas das equipas de fiscalização para aferir a fiabilidade dos dados de produção;
- c) Disponibilizar informações, relatórios de produção e documentos adicionais relacionados ao Plano Anual de Produção de cada Área de Contrato sempre que solicitado;
- d) Permitir o acesso aos bancos de dados, programas e sistemas do Operador relacionados aos dados de produção e Plano Anual de Produção de cada Área de Contrato;
- e) Disponibilizar relatórios e os dados de produção realizados versus previstos.

ARTIGO 15.º

(Infracções)

Sem prejuízo do disposto na Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro — Lei das Actividades Petrolíferas, e no Decreto n.º 1/09, de 27 de Janeiro — Regulamento das Operações Petrolíferas, constituem infracções ao presente Regulamento passíveis de multa:

- a) A não observância das disposições do presente Regulamento por parte do Operador, designadamente as directrizes de elaboração e submissão do Plano Anual de Produção;
- b) O não cumprimento dos prazos previstos no presente Regulamento;
- c) A recusa de acesso ou entrega das informações solicitadas no âmbito do presente Regulamento;
- d) A não apresentação da justificação dos desvios significativos de previsão de produção em relação as previsões constantes do Plano Geral de Desenvolvimento e Produção, para o ano em referência;
- e) A prestação intencional ou por negligência de informações falsas;
- f) A obstrução intencional do exercício da actividade de auditoria e fiscalização;
- g) Em caso de reincidência do incumprimento das obrigações acima, os valores das multas duplicam.

CAPÍTULO IV

Disposições Finais

ARTIGO 16.º

(Regime transitório)

É concedido ao Operador o prazo de até 180 dias, contados da data da publicação do presente Regulamento, para adequar os seus procedimentos de elaboração e submissão do Plano Anual de Produção, ao estabelecido no presente Regulamento.

ANO: 20XX

TABELA 1

Folha 1/1

PREVISÕES DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E INJEÇÃO DE GÁS NATURAL E ÁGUA

NOME DO CAMPO

Nº DO CONTRATO

NOME DA INSTALAÇÃO

OPERADOR

DATA DA EMISSÃO

ETAPA DE PRODUÇÃO

MÊS	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (m³)		PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL ² (10³m³)		PRODUÇÃO DE		INJEÇÃO ⁽³⁾	
	PETRÓLEO	CONDENSADO	TOTAL	ASSOCIADO	NÃO ASSOCIADO	ÁGUA (m³)	GÁS (10³m³)	
Jan								
Fev								
Mar								
Abr								
Mai								
Jun								
Jul								
Ago								
Set								
Out								
Nov								
Dez								
TOTAL								
Ano +1								
Ano +2								
Ano +3								
Ano +4								

(1) Condensado estabilizado produzido nos campos de gás não associado.

(2) Inclui gás retirado do estoque

(3) Somente para fins de recuperação secundária

DADOS ADICIONAIS:

DENSIDADE DO PETRÓLEO (°API)

PODER CALORÍFICO DO GÁS NATURAL (MJ/m³)

DENSIDADE DO GÁS NATURAL

SALINIDADE DA ÁGUA PRODUZIDA

NOTA: Inserir os dados requeridos em sistema internacional (SI) e campo (OFU) e os respectivos factores de conversão usados.

ANO: 20XX

TABELA 2

Folha 1/1

PREVISÃO DE MOVIMENTAÇÃO DE GÁS NATURAL E ÁGUA

NOME DO CAMPO

Nº DO CONTRATO

NOME DA INSTALAÇÃO

OPERADOR

DATA DA EMISSÃO

ETAPA DE PRODUÇÃO

MÊS	MOVIMENTAÇÃO DE GÁS NATURAL ⁽¹⁾ (10 ³ m ³)					MOVIMENTAÇÃO DE ÁGUA (m ³)				DESTINO DA ÁGUA TRANSFERIDA		
	PRODUZIDO ⁽¹⁾	RECEBIDO	INJECTADO ⁽²⁾	CONSUMIDO	QUEIMADO	TRANSFERIDO ⁽⁴⁾	DISPONÍVEL ⁽⁴⁾	INJECTADA PARA DESCARTE	INJECTADA PARA RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA		DESCARTE EM SUPERFÍCIE	DESCARTE AO MAR
Jan												
Fev												
Mar												
Abr												
Mai												
Jun												
Jul												
Ago												
Set												
Out												
Nov												
Dez												
TOTAL												
Ano +1												
Ano +2												
Ano +3												
Ano +4												

(1) Inclui gás natural retirado do estoque

(2) Injeção no campo para recuperação secundária e armazenamento (estoque)

(3) Transferido para outro campo para consumo ou injeção

(4) Absorvido nas UPGN's e utilizado comercialmente

NOTA: Inserir os dados requeridos em sistema internacional (SI) e campo (OFU) e os respectivos factores de conversão usados.

ANO: 20XX

TABELA 3

PREVISÃO DE QUEIMAS E PERDAS DE GÁS NATURAL

NOME DO CAMPO

Nº DO CONTRATO

NOME DA INSTALAÇÃO

OPERADOR

DATA DA EMISSÃO

ETAPA DE PRODUÇÃO

MÊS	SEGURANÇA	MANUTENÇÃO PROGRAMADA	OBRAS EM ANDAMENTO	GÁS NATURAL ² (10 ³ m ³)				TOTAL
				BAIXA PRODUÇÃO	GÁS CONTAMINADO	OUTROS		
Jan								
Fev								
Mar								
Abr								
Mai								
Jun								
Jul								
Ago								
Set								
Out								
Nov								
Dez								
TOTAL								
Ano +1								
Ano +2								
Ano +3								
Ano +4								
Observações								
a. Segurança				Locais de queima		Volume médio mensal (10 ³ m ³)		
b. Manutenção programada								
c. Obras em andamento								
d. Baixa de produção								
e. Gás contaminado								

NOTA: Inserir os dados requeridos em sistema Internacional (SI) e campo (OFU) e os respectivos factores de conversão usados.

TABELA 4									
PREVISÃO DE INJEÇÃO DE FLUIDOS ESPECIAIS									
ANO: 20XX		NOME DO CAMPO		DATA DA EMISSÃO					
		Nº DO CONTRATO							
		NOME DA INSTALAÇÃO							
		OPERADOR		ETAPA DE PRODUÇÃO					
MÊS	CO ₂ (10 ³ m ³)	N ₂ (10 ³ m ³)	VAPOR (10 ³ m ³)	CO ₂ (ton)	POLÍMEROS (m ³)	OUTROS			
Jan									
Fev									
Mar									
Abr									
Mai									
Jun									
Jul									
Ago									
Set									
Out									
Nov									
Dez									
TOTAL									

NOTA: Inserir os dados requeridos em sistema internacional (SI) e campo (OFU) e os respectivos factores de conversão usados.

TABELA 5					
PREVISÃO DE PRODUÇÃO E DESCARTE DE RESÍDUOS SÓLIDOS					
ANO: 20XX		NOME DO CAMPO		DATA DA EMISSÃO	
		Nº DO CONTRATO			
		NOME DA INSTALAÇÃO			
		OPERADOR		ETAPA DE PRODUÇÃO	
MÊS	BORRAS (LAMAS OLEOSAS) (10³·m³)	INCRUSTAÇÕES (Ton)	MATERIAIS RADIOACTIVOS (Ton)	SUCATAS (Ton)	OUTROS (Ton)
Jan					
Fev					
Mar					
Abr					
Mai					
Jun					
Jul					
Ago					
Set					
Out					
Nov					
Dez					
TOTAL					
INFORMAÇÕES ADICIONAIS					
LOCAL DE DESCARTE DE BORRAS					
LOCAL DE DESCARTE DE INCRUSTAÇÕES					
LOCAL DE DESCARTE DE MAT. RADIOACTIVOS					
LOCAL DE DESCARTE DA SUCATA					
LOCAL DE DESCARTE DE OUTROS					

NOTA: Inserir os dados requeridos em sistema internacional (SI) e campo (OFU) e os respectivos factores de conversão usados.

TABELA 6			
ANO: 20XX		Folha 1/1	
INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES			
NOME DO CAMPO		DATA DA EMISSÃO	
Nº DO CONTRATO			
NOME DA INSTALAÇÃO			
OPERADOR		ETAPA DE PRODUÇÃO	
1 - Previsão de Produção e Injecção			
I.1 - Petróleo			
I.2 - Gás Natural			
I.3 - Água			
II - Previsão de Movimentação de Gás Natural e Água			
III - Previsão de Queima de Gás Natural			
IV - Previsão de Injecção de Fluidos Especiais			

NOTA: Inserir os dados requeridos em sistema internacional (SI) e campo (OFU) e os respectivos factores de conversão usados.

O Ministro, *Diamantino Pedro Azevedo.*

(25-0332-B-MIA)

MINISTÉRIO DOS RECURSOS MINERAIS, PETRÓLEO E GÁS

Decreto Executivo n.º 688/25
de 27 de Agosto

A Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro — Lei das Actividades Petrolíferas, estabelece o dever de pesquisar e produzir petróleo de modo racional e preservar as reservas de petróleo, segundo as regras técnicas e científicas mais apropriadas em uso na prática internacional petrolífera e de acordo com o interesse nacional.

Havendo a necessidade de maximizar a recuperação nos reservatórios de hidrocarbonetos de forma económica e ambientalmente sustentável, salvaguardando a transparência na comunicação sobre os recursos de hidrocarbonetos em Angola e com a utilização de referências, definições e directrizes comuns, segundo as melhores práticas internacionais, bem como estabelecer os fundamentos necessários ao processo de consolidação e divulgação das informações sobre recursos e reservas de hidrocarbonetos do País;

Tendo em conta que se afigura necessário se proceder à definição das regras e os procedimentos consistentes para verificar e aprovar as avaliações de recursos e reservas de petróleo e gás natural realizadas pelos Operadores e entidades que prestam serviços de certificação de recursos e reservas em Angola, nos termos previstos na Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro — Lei das Actividades Petrolíferas, e do Decreto n.º 1/09, de 27 de Janeiro — Regulamento das Operações Petrolíferas;

Em conformidade com os poderes delegados pelo Presidente da República, nos termos do artigo 137.º da Constituição da República de Angola, conjugado com os artigos 21.º e 87.º da Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro — Lei das Actividades Petrolíferas, alterada parcialmente pela Lei n.º 5/19, de 18 de Abril, determino:

ARTIGO 1.º (Aprovação)

É aprovado o Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural, anexo ao presente Decreto Executivo, de que é parte integrante.

ARTIGO 2.º (Dúvidas e omissões)

As dúvidas e omissões resultantes da interpretação e aplicação do presente Decreto Executivo são resolvidas pelo Ministro dos Recursos Minerais, Petróleo e Gás.

ARTIGO 3.º (Entrada em vigor)

O presente Decreto Executivo entra em vigor na data da sua publicação.
Publique-se.

Luanda, aos 12 de Agosto de 2025.

O Ministro, *Diamantino Pedro Azevedo*.