



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 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*.

REGULAMENTO TÉCNICO DE ESTIMATIVA DE RECURSOS E RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

CAPÍTULO I

Disposições Gerais

ARTIGO 1.º

(Objecto)

O presente Regulamento Técnico define as directrizes para a elaboração da informação anual de recursos e reservas de petróleo e gás natural, os critérios para a estimação dos volumes de hidrocarbonetos, sua classificação e categorização, bem como estabelece os procedimentos de entrega da informação por parte dos Operadores e entidades que prestam serviços de certificação de recursos e reservas de Angola.

ARTIGO 2.º

(Âmbito de aplicação)

O presente Regulamento Técnico aplica-se aos Operadores e às entidades que prestam serviços de certificação de recursos e reservas em Angola.

ARTIGO 3.º

(Definições)

Para os fins deste 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) *Área de Desenvolvimento* — com salvaguarda do disposto no Contrato, significa a(s) área(s), dentro da Área do Contrato, com o formato e a dimensão necessárias a englobar o jazigo ou jazigos identificados por uma Descoberta Comercial sob proposta do Grupo Empreiteiro e aprovada pela ANPG;
- b) *Sistema de Gestão dos Recursos Petrolíferos (PRMS)* — sistema de classificação dos recursos petrolíferos, patrocinado por diversas entidades internacionais como a *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, *World Petroleum Council (WPC)*, *American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, *Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)*, *Society of Exploration Geophysicists (SEG)*, *European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE)*, *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA)*, reconhecido como referência mundial para a indústria de petróleo e gás;
- c) *Produção* — conjunto de actividades que visam a extracção de petróleo e gás natural, nomeadamente o funcionamento, assistência, manutenção e reparação de poços completados, bem como do equipamento, 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 ou gás natural, a partir dos

- reservatórios subterrâneos de petróleo e gás natural, para os locais designados de exportação ou de levantamento, e ainda, as operações de abandono das instalações e dos Jazigos petrolíferos e actividades conexas;
- d) *Produção Acumulada* — quantidade de petróleo e gás natural produzida até à data a que se refere esta produção;
- e) *Projecto* — actividade ou conjunto de actividades que fornece o elo entre as acumulações de petróleo e gás natural e o processo de tomada de decisão, o qual pode constituir o desenvolvimento de um poço, um único reservatório ou campo, um desenvolvimento incremental em um campo de produção, ou o desenvolvimento integrado de um campo ou de vários campos juntamente com as instalações de processamento associados;
- f) *Recursos* — volume de petróleo e gás natural que ocorrem naturalmente em uma acumulação sobre ou dentro da crosta terrestre, incluindo, mas não se limitando as descobertas e não descobertas, recuperáveis e não recuperáveis e quantidades já produzidas. Além disso, inclui todos os tipos de petróleo e gás natural actualmente considerados convencionais ou não convencionais;
- g) *Recursos Contingentes* — volume de petróleo ou gás natural identificado como potencialmente recuperável, mas não comercialmente viável em uma determinada data, devido a uma ou mais contingências;
- h) *Recursos Convencionais* — volume de petróleo ou gás natural acumulado em uma estrutura geológica ou condição estratigráfica, limitada por um contacto e significativamente afectada por influências hidrodinâmicas, tal como a flutuabilidade do petróleo na água;
- i) *Recursos Não Convencionais* — volume de petróleo e gás natural que, diferentemente dos hidrocarbonetos convencionais, não é afectada significativamente por influências hidrodinâmicas e, usualmente, está correlacionado a acumulações em grandes áreas, não condicionadas à existência de uma armadilha estrutural ou estratigráfica, ou seja, requerem, normalmente, tecnologias especiais de extracção, tais como fracturamento hidráulico ou aquecimento em retorta, o que inclui petróleos extra pesados, depósitos arenosos betuminosos (*tar sands, oil sands*), folhelhos ricos em matéria orgânica, gás de carvão (*coalbed methane*), petróleo ou gás em formações com baixíssima permoporosidade (*tight oil, tight gas, shale oil e shale gas*) e hidratos de gás;
- j) *Recursos Prospectivos* — volume de petróleo ou gás identificado, como potencialmente recuperável pela aplicação de futuros projectos de desenvolvimento em acumulações não descobertas, em uma determinada data, os quais possuem tanto a possibilidade associada à descoberta, quanto ao desenvolvimento, e são subdivididos de acordo com o nível de certeza associado à possibilidade de serem produzidos;

- k) *Recursos Tecnicamente Recuperáveis* — volume de petróleo ou gás natural que pode ser produzido utilizando a tecnologia e as práticas da indústria actualmente disponíveis, independente de quaisquer considerações económicas ou de acessibilidade;
- l) *Reservas* — volume de petróleo ou gás natural identificado como comercialmente recuperável pela aplicação de projectos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, em uma determinada data, que devem satisfazer os quatro critérios, mormente ser, descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescente (no reservatório), com base nos projectos de desenvolvimento aplicados;
- m) *Reservas Desenvolvidas* — volumes que se espera que sejam recuperados de poços e instalações existentes;
- n) *Reservas Não Desenvolvidas* — volumes que se espera que sejam recuperados através de investimentos significativos futuros;
- o) *Reservas Possíveis* — categoria incremental de volumes recuperáveis estimadas associadas a um grau definido de incerteza. As reservas possíveis (3P) são aquelas reservas adicionais que a análise de dados de geociências e de engenharia sugerem que têm menos probabilidade de serem recuperáveis do que as reservas prováveis. As quantidades totais finalmente recuperadas do projecto têm uma baixa probabilidade de exceder a soma (Provada + Provável + Possível = 3P), o que equivale ao cenário de estimativa alta. Se forem utilizados métodos probabilísticos, deve haver, pelo menos, 10% de probabilidade de que as quantidades reais recuperadas sejam iguais ou superiores à estimativa 3P;
- p) *Reservas Prováveis* — categoria incremental de volume recuperáveis estimadas associadas a um grau definido de incerteza. As reservas prováveis (2P) são aquelas reservas adicionais que têm menos probabilidade de serem recuperadas do que as reservas provadas, mas com maior probabilidade de serem recuperadas do que as reservas possíveis. É igualmente provável que as quantidades remanescentes reais recuperadas sejam superiores ou inferiores à soma (Provadas + Prováveis = 2P) estimadas. Se forem utilizados métodos probabilísticos, deve haver, pelo menos, 50% de probabilidade de que as quantidades reais recuperadas sejam iguais ou superiores à estimativa 2P;
- q) *Reservas Provadas* — categoria incremental de volume recuperáveis estimadas associadas a um grau definido de incerteza. Reservas provadas (1P) são aquelas quantidades de petróleo que, através da análise de dados de geociências e de engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza como sendo comercialmente recuperáveis, a partir de uma determinada data, a partir de reservatórios conhecidos e sob condições económicas, métodos operacionais, regulação técnica e legislação aplicável. Se forem utilizados métodos determinísticos, o termo «certeza razoável» pretende expressar um elevado grau de confiança de que as quantidades serão recuperadas. Se forem utilizados métodos probabilísticos, deverá haver, pelo menos, 90% de probabilidade de que as quantidades realmente recuperadas sejam iguais ou superiores à estimativa 1P.

- r) *Total de Petróleo e Gás Inicialmente no Reservatório* — estimativa do volume de petróleo e gás que existe originalmente em acumulações, descobertas e não descobertas, antes da produção;
- s) *Total de Petróleo e Gás Inicialmente no Reservatório Descoberto* — estimativa do volume de petróleo e gás, contida em acumulações conhecidas, antes da produção, em uma determinada data;
- t) *Total de Petróleo e Gás Inicialmente no Reservatório Não Descoberto* — volume de petróleo e gás estimado que deve estar contido em acumulações a serem descobertas, em uma determinada data;
- u) *Unitização* — operações petrolíferas num Jazigo situado em mais de uma área de concessão.

ARTIGO 4.º

(Obrigações de informação dos recursos e reservas)

1. A apresentação da quantificação anual dos recursos e reservas, a cargo do Operador, e sua eventual certificação por entidades independentes, destina-se a fornecer os elementos técnicos e os dados necessários para que a ANPG consolide as informações sobre os recursos e reservas de petróleo e gás natural do País.

2. Para a consolidação anual das informações nacionais sobre recursos e reservas de petróleo e gás natural, a ANPG poderá não usar os dados declarados pelo Operador devido a contingências associadas ao projecto ou por divergência entre as certificações apresentadas por entidades independentes.

3. O Operador deverá enviar, anualmente, à ANPG os elementos da área de contrato definidos no Relatório Anual de Recursos e Reservas (RARR) do presente Regulamento Técnico, e demais legislação aplicáveis. O Operador deverá remeter à ANPG as estimativas dos Recursos e Reservas da área de contrato até ao dia 15 de Fevereiro de cada ano.

4. O Operador poderá submeter à ANPG para a aprovação uma solicitação de prorrogação da data referida no número anterior do presente artigo, cabendo à ANPG a decisão de aprovar ou não aprovar a referida solicitação.

5. Os volumes deverão ser informados, para cada área do contrato, por meio do preenchimento de formulários de gestão de recursos e reservas de hidrocarbonetos, conforme modelo e o procedimento disponibilizado no endereço electrónico da ANPG.

6. A ANPG definirá os procedimentos de entrega das informações requeridas, tais como mecanismos automatizados de documentação e supervisão, bem como o desenvolvimento de sistemas e bases de dados ou qualquer outro método que melhore a eficiência da comunicação.

7. O Operador deve seguir as directrizes mais recentes do PMRS para a estimativa, classificação, categorização e apropriação de recursos e reservas de petróleo e gás natural.

8. Para efeitos de certificação dos recursos e reservas, o Operador deve contratar uma entidade independente de certificação registada na ANPG, ou um auditor interno devidamente certificado pela SPE. No caso de auditor interno, o Operador deve informar à ANPG.

9. Todas as informações prestadas à ANPG referentes a recursos e reservas devem estar em concordância com o Plano Geral de Desenvolvimento e Produção, nos termos da Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro — Lei das Actividades Petrolíferas, e demais planos aprovados para a área de contrato.

10. O Operador deve apresentar relatório individual para cada área de contrato com os critérios de classificação dos volumes de hidrocarbonetos declarados, conforme modelo do Anexo A, parte integrante do presente Regulamento.

11. As informações recebidas pela ANPG serão classificadas como confidenciais, nos termos da legislação vigente, com excepção da consolidação anual dos recursos e reservas nacionais de petróleo e gás natural, a serem concluídas a 31 de Março do ano subsequente ao ano de referência.

12. Toda a comunicação escrita entre as partes, relativa a recursos e reservas no âmbito deste Regulamento, deverá ser realizada em língua portuguesa.

CAPÍTULO II

Estimativa, Classificação e Categorização de Recursos e Reservas

ARTIGO 5.º

(Metodologia de referência para a avaliação e consolidação de recursos e reservas)

1. Os critérios de estimativa, classificação, categorização e apropriação de recursos e reservas deverão seguir as directrizes mais recentes do PRMS ou outro guia que o suceda, e que seja formal e internacionalmente reconhecido pelas mesmas entidades.

2. O processo de avaliação de um recurso consistirá na identificação de projectos para a recuperação desse recurso associado a uma ou mais acumulações de petróleo ou gás natural.

3. Cada projecto gera um único plano de produção e fluxo de caixa. Os fluxos de caixa para efeito do cálculo do limite económico devem ser gerados a nível de cada área de desenvolvimento considerando os termos fiscais e contratuais vigentes.

4. O projecto é o elemento primário na classificação e deve representar o nível em que se toma a decisão, com base no estado de maturidade ou probabilidade de quantidade recuperável e comercialização.

5. Os projectos serão subdivididos em comerciais, subcomerciais e não descobertos, sendo as estimativas de volumes recuperáveis classificadas como produzido, reservas, recursos contingentes e recursos prospectivos.

6. Os volumes dos fluídos de hidrocarbonetos informados devem ser expressos utilizando as seguintes unidades de medida e ordem de grandeza: para o petróleo, em milhões de barris (60º F e 14,696 psi) e milhões de metros cúbicos (15º C e 1 atm); para o gás natural, em milhões de pés cúbicos (60º F e 14,696 psi) e metros cúbicos (0º C e 1 atm), conforme previsto no Decreto n.º 1/09, de 27 de Janeiro.

7. Para a estimativa do total de petróleo inicialmente no reservatório, dos recursos e reservas de petróleo e gás natural poderão ser utilizadas a abordagem determinística ou probabilística.

8. Os volumes declarados deverão ser discriminados para cada área de contrato, por bacia, campo, reservatório ou zona produtiva e tipos de produtos, bem como a sua classificação API e tipo de recursos convencional ou não convencionais.

9. Para fins do presente Regulamento, as estimativas de recursos e reservas informadas à ANPG deverão considerar, independentemente da data de extinção do contrato, a data até a qual a produção permaneça economicamente viável.

10. Na hipótese de haver recursos tecnicamente recuperáveis após a data de extinção do contrato e até ao limite técnico, o Operador deve discriminá-los no Relatório Anual de Recursos e Reservas (RARR) de cada área de contrato, classificando-os como recursos contingentes, para fins do presente Regulamento.

11. Em situação de unitização e desenvolvimento conjunto, o Operador do jazigo ou jazigos é o responsável perante a ANPG pelo envio das informações de recursos e reservas de petróleo e gás natural da área unitizada, nos termos da Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro — Lei das Actividades Petrolíferas.

12. As quantidades estimadas de petróleo e gás natural potencialmente recuperáveis, em acumulações ainda não descobertas na área do contrato, devem ser classificadas como recursos prospectivos, incluindo a sua probabilidade de comercialidade ou estimativa, menor, melhor ou maior. Quando não for possível estimar a recuperação, a classificação a ser apresentada à ANPG será de recursos prospectivos não recuperáveis.

13. As projecções de preços de petróleo e gás natural, para fins de estimativas de recursos e reservas, serão definidas pela ANPG de acordo com as melhores práticas internacionalmente aceites.

ARTIGO 6.º

(Relatório anual de recursos e reservas)

1. O Operador deve enviar o Relatório Anual de Recursos e Reservas à ANPG, contendo, se aplicáveis na área do contrato, as seguintes categorias de recursos e reservas:

- a) Total de Petróleo Inicialmente no Reservatório;
- b) Reservas Provadas (1P): Desenvolvidas e Não Desenvolvidas;
- c) Reservas Provadas + Prováveis (2P): Desenvolvidas e Não Desenvolvidas;
- d) Reservas Provadas + Prováveis + Possíveis (3P): Desenvolvidas e Não Desenvolvidas;
- e) Recursos Contingentes (1C, 2C, 3C): por contingência e por fim do contrato;
- f) Recursos Prospectivos (1U, 2U, 3U): que estejam identificados no programa anual de trabalho;
- g) Produção Acumulada.

2. A Produção acumulada de petróleo e gás natural do ano de referência deve estar de acordo com os registos de dados produzidos em cada área de desenvolvimento e enviados mensalmente à ANPG, nos termos do Contrato.

3. Adicionalmente o Operador deve apresentar, anualmente, as seguintes informações:

- a) Gás consumido nas operações;
- b) Comparativo de recursos e reservas, relativas ao ano de avaliação anterior;
- c) Todos os perfis associados aos volumes estimados, incluindo os perfis de custos.

4. Na ocorrência de reavaliações dos recursos e reservas de petróleo e gás natural, por parte do Operador, entre o ano antecedente e o ano de referência, torna-se obrigatório a apresentação de relatório complementar por área de contrato, conforme modelo referido no Anexo B do presente Regulamento.

5. O Operador deve apresentar à ANPG as devidas justificações, para os seguintes casos de diferença de volumes previstos anteriormente e reavaliados, quando ocorrer:

- a) Uma variação num valor absoluto mínimo de 10 milhões de barris de petróleo — equivalente (BOE), excluindo a produção para as categorias de reservas provadas mais prováveis (2P);
- b) Uma variação num valor absoluto mínimo de 20 milhões de BOE para os recursos contingentes 2C e recursos prospectivos 2U.

6. Todas as justificações serão baseadas na totalidade (100%) do volume dos recursos e reservas avaliado, a nível dos campos.

CAPÍTULO III

Fiscalização

ARTIGO 7.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, poderão realizar a auditoria, inquéritos e visitas necessárias às instalações sempre que achar oportuno para a verificação do cumprimento das obrigações contratuais e do presente Regulamento.

2. As acções de fiscalização referidas no presente Regulamento podem compreender, o seguinte, sem, no entanto, a isso se limitar:

- a) Convocar representantes dos Operadores para audiências técnicas ou reuniões de trabalho no âmbito da Comissão de Operações;
- b) Solicitar ao Operador informações e documentos adicionais relacionados com os recursos e reservas de cada área de contrato;
- c) Solicitar cópia de qualquer livro, relatório ou documento que suportou as estimativas, classificação, categorização e apropriação de recursos e reservas;
- d) Solicitar sessões de trabalho nas instalações do Operador para verificar as avaliações de recursos e reservas das áreas de contrato;

- e) Realizar auditorias, de forma directa ou indirecta, às informações e relatórios entregues pelos Operadores e empresas de serviço, sujeitos às directrizes deste Regulamento;
- f) Realizar inquéritos necessários à verificação do cumprimento das disposições deste Regulamento.

3. As acções de auditoria a serem realizadas pela ANPG deverão gerar relatórios de auditoria partilhados com o Operador, detalhando as inconformidades identificadas e propostas de medidas de correcção.

4. Nos casos de discrepâncias entre os volumes fornecidos pelo Operador e os estimados pela ANPG, esta poderá solicitar uma terceira entidade independente para a confirmação dos volumes em causa, se a variação for igual ou superior a 10% (dez por cento).

5. Os custos extraordinários resultantes da contratação da entidade terceira pela ANPG referida no ponto 4 serão suportados pelo Operador, caso a variação absoluta entre os volumes estimados pelo Operador e os volumes estimados pela entidade terceira seja superior a 10% (dez por cento).

ARTIGO 8.º (Infracções)

1. 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, sobre o 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 estimativa dos recursos e reservas de petróleo e gás natural;
- b) O não cumprimento dos prazos previstos neste Regulamento;
- c) A recusa de acesso ou entrega das informações solicitadas no âmbito do presente Regulamento;
- d) A não apresentação do Relatório Anual de Recursos e Reservas, conforme requisitos definidos neste Regulamento;
- e) A prestação intencional ou por negligência de informações falsas;
- f) A obstrução intencional do exercício da actividade de auditoria e fiscalização.

2. As infracções a este Regulamento estão sujeitas a processos sancionatórios, de acordo com a legislação aplicável.

CAPÍTULO IV Disposições Finais

ARTIGO 9.º (Regime transitório)

É concedido aos Operadores o prazo de até 1 (um) ano, contado da data da publicação do presente Regulamento, para adequar os seus procedimentos de estimativa de recursos e reservas de petróleo e gás natural, ao estabelecido no presente Regulamento.

ANEXO A

Relatório Individual por Área de Contrato

1. Introdução
2. Sumário Executivo
3. Base da Estimativa
4. Resumo dos Resultados da Avaliação
5. Descrição Geral dos Activos (breve descrição geológica e engenharia):
 - a) Descrição do Bloco;
 - b) Descrição das Áreas de Desenvolvidos;
 - c) Descrição dos Campos;
 - d) Descrição das Descobertas;
 - e) Descrição dos Prospectos.
6. Planos e Projectos de Desenvolvimento Futuro
7. Avaliação dos Recursos e Reservas:
 - a) Metodologia utilizada na avaliação de recursos e reservas;
 - b) Pressupostos considerados na avaliação de recursos e reservas.

Anexos do Relatório Individual por Área de Contrato

Recursos Contingentes e Reservas Totais de Petróleo e Gás;
Perfis de Produção de Petróleo e Gás;
Movimento de Recursos Contingentes e Reservas de Petróleo e Gás;
Volumes Técnicos Recuperáveis, TRR (limite técnico);
Recursos prospectivos e descrição do estudo de maturação;
Tabela Resumo de Volume *In Place* OOIP e OGIIIP (incluir Bo e Bg);
Tabela Resumo do *status* do campo, subclasses de recursos e metodologia utilizada;
Perfis técnicos para avaliação económica.

ANEXO B

Relatório Complementar por Área de Contrato**1. Introdução**

Conforme destacado no artigo 6.º no ponto 4 do Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas, na ocorrência de reavaliações dos Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural, por parte do Operador, entre o ano antecedente e o ano de referência, torna-se obrigatório a apresentação de um Relatório Complementar por Área de Contrato com a justificação da diferença entre os volumes previstos anteriormente e reavaliados, quando ocorrer:

- a) Uma variação num valor absoluto mínimo de 10 milhões de barris de petróleo-equivalente («BOE») excluindo a Produção para as categorias de Reservas Provadas mais Prováveis (2P);
- b) Uma variação num valor absoluto mínimo de 20 milhões de BOE para os Recursos Contingentes 2C e Recursos Prospectivos 2U.

Todas as justificações serão baseadas na totalidade (100%) dos volumes de Recursos e Reservas avaliados a nível dos campos.

2. Movimentos dos Recursos e Reservas

Reservas de Óleo

Bloco	Área de Desenvolvimento	Campo	Total das Reservas de petróleo à 31 de Dezembro de 20__	Ano 20__ Prod (MMBbl)	Total das Reservas de petróleo à 31 de Dezembro de 20__	Movimento das Reservas de petróleo de um ano para outro	Comentários
			2P (MMBbl)		2P (MMBbl)	2P (MMBbl)	
Total							

Reservas de Gás

Bloco	Área de Desenvolvimento	Campo	Total das Reservas de gás à 31 de Dezembro de 20__	Ano 20__ Prod (Bcf)	Total das Reservas de gás à 31 de Dezembro de 20__	Movimento das Reservas de gás de um ano para outro	Comentários
			2P (Bcf)		2P (Bcf)	2P (Bcf)	
Total							

Recursos Contingentes de Óleo

Bloco	Área de Desenvolvimento	Campo	Recursos contingentes de petróleo à 31 de dezembro de 20__ 2P (MMBbl)	Ano 20__ Prod (MMBbl)	Recursos contingentes de petróleo à 31 de dezembro de 20__ 2P (MMBbl)	Movimento dos recursos contingentes de petróleo de um ano para outro 2P (MMBbl)	Comentários
Total							

Recursos Contingentes de Gás

Bloco	Área de Desenvolvimento	Campo	Recursos contingentes de gás à 31 de dezembro de 20__	Ano 20__ Prod (Bcf)	Recursos contingentes de gás à 31 de dezembro de 20__	Movimento dos recursos contingentes de gás de um ano para outro	Comentários
			2P (Bcf)		2P (Bcf)	2P (Bcf)	
Total							

Recursos Prospectivos de Óleo

Bloco	Prospectos	Recursos prospectivos de petróleo à 31 de dezembro de 20__	Ano 20__ Prod (MMBbl)	Recursos prospectivos de petróleo à 31 de dezembro de 20__	Movimento dos recursos prospectivos de petróleo de um ano para outro	Comentários
		2P (MMBbl)		2P (MMBbl)	2P (MMBbl)	
Total						

Recursos Prospectivos de Gás

Bloco	Prospectos	Recursos prospectivos de gás à 31 de dezembro de 20__	Ano 20__ Prod (Bcf)	Recursos prospectivos de gás à 31 de dezembro de 20__	Movimento dos recursos prospectivos de gás de um ano para outro	Comentários
		2P (Bcf)		2P (Bcf)	2P (Bcf)	
Total						

3. Justificação por campo da diferença entre os volumes previstos anteriormente e reavaliados

Nota: Incluir toda a informação técnica necessária para justificar as diferenças por campos.

4. Conclusão

O Ministro, *Diamantino Pedro Azevedo*.

(25-0332-C-MIA)

IMPrensa NACIONAL - E.P.
Rua Henrique de Carvalho n.º 2
E-mail: dr-online@impresnanacional.gov.ao
Caixa Postal n.º 1306



INFORMAÇÃO

A Imprensa Nacional é hoje uma empresa pública, mas começou por ser inicialmente criada em 13 de Setembro de 1845, pelo então regime colonial português, na antiga colónia e depois província de Angola, tendo publicado, nesse mesmo ano, o primeiro Jornal oficial de legislação, intitulado *Boletim do Governo-Geral da Província de Angola*.

No dia 10 de Novembro de 1975, foi editado e distribuído o último *Boletim Oficial*, e no dia 11 de Novembro de 1975, foi publicado o primeiro *Diário da República Popular de Angola*.

Em 19 de Dezembro de 1978 foi criada a Unidade Económica Estatal, denominada Imprensa Nacional U.E.E., através do Decreto n.º 129/78 da Presidência da República, publicado no *Diário da República* n.º 298.

Mais tarde, aos 28 de Maio de 2004, a «Imprensa Nacional - U.E.E.» foi transformada em empresa pública sob a denominação de «Imprensa Nacional, E.P.» através do Decreto n.º 14/04, exarado pelo Conselho de Ministros. E, aos 22 de Dezembro de 2015, foi aprovado o Estatuto Orgânico da Imprensa Nacional, E.P. através do Decreto Presidencial n.º 221/15.

Toda a correspondência, quer oficial, quer relativa a anúncio e assinaturas do «Diário da República», deve ser dirigida à Imprensa Nacional - E.P., em Luanda, Rua Henrique de Carvalho n.º 2, Cidade Alta, Caixa Postal 1306, www.imprensa-nacional.gov.ao - End. teleg.: «Imprensa».

ASSINATURA

	Ano
As três séries	Kz: 1 535 542,99
A 1.ª série	Kz: 793 169,13
A 2.ª série	Kz: 413.899,61
A 3.ª série	Kz: 328.474,14

O prego de cada linha publicada nos *Diários da República* 1.ª e 2.ª série é de Kz: 145,5 e para a 3.ª série Kz: 184,3, acrescido do respectivo imposto de selo, dependendo a publicação da 3.ª série de depósito prévio a efectuar na tesouraria da Imprensa Nacional - E.P.

O acesso ao acervo digital dos *Diários da República* é feito mediante subscrição à Plataforma Jurisnet.