

# A relevância de campos maduros e marginais para o estado do Rio

*Nota técnica sobre a importância dos ajustes regulatórios para melhoria do ambiente de negócios, redensolvimento dos campos maduros e desenvolvimento de campos marginais*

NOVEMBRO/2024

[www.firjan.com.br](http://www.firjan.com.br)

## Introdução

O Brasil é referência no potencial de desenvolvimento energético alinhado às questões de descarbonização da economia. Temos uma matriz energética altamente diversificada e com grande participação de fontes de baixa emissão de gases de efeito estufa (GEE) e significativos potenciais de desenvolvimento da produção de petróleo e gás em bases competitivas, tanto pelo lado econômico, quanto pelo teor de emissões para a produção dessa fonte energética.

Falar de transição e descarbonização, não significa deixar de lado o petróleo e gás, sendo claro que a demanda continuará crescendo no mundo, principalmente em países em desenvolvimento. Nesse contexto, dentro do rol de projetos que o Brasil possui para a produção de petróleo, os campos maduros e os campos marginais de produção assumem um papel fundamental, contribuindo não apenas para a segurança energética do país, mas também para o desenvolvimento econômico e a sustentabilidade ambiental.

De forma simplificada, entende-se como campos maduros, aqueles que já passaram pelo pico de produção e apresentam desafios significativos para manutenção da sua produção. Enquanto campos marginais são aqueles com reservas menores ou com desafios técnicos mais acentuados para seu desenvolvimento. No entanto, são também uma fonte substancial de petróleo e gás que, se explorados de maneira eficiente, podem prolongar a vida útil dos reservatórios, aumentar o fator de recuperação das bacias petrolíferas e contribuir para o aumento da produção nacional.

A implementação de tecnologias avançadas de recuperação, como a recuperação assistida e a injeção de CO<sub>2</sub>, tem possibilitado a extração de volumes adicionais que antes eram considerados economicamente inviáveis.

Além disso, o desenvolvimento dessas áreas reside principalmente no melhor aproveitamento das infraestruturas já existentes, reduzindo a necessidade de novos investimentos em instalações. Isso significa um impacto ambiental reduzido, uma vez que as atividades são realizadas em áreas já desenvolvidas.

Esses ativos, em muitos casos não são tão atrativos para grandes empresas e, portanto, oferecem oportunidades valiosas para outros perfis de empresas produtoras, fomentando a competição e a inovação no setor. A exploração desses campos é especialmente importante em um momento em que o país busca aumentar sua autossuficiência em energia, criando caminhos sustentáveis para a reposição de suas reservas, evitar o retorno para um cenário de dependência de importações, além de fortalecer sua posição no mercado global.

Por isso, a valorização dos campos maduros e marginais também pode contribuir para a inclusão social e o desenvolvimento regional. Além disso, a diversificação da produção energética, com a inclusão de diferentes fontes e tipos de extração, deve ser um pilar importante para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Em termos de política pública, é essencial que o governo brasileiro continue fortalecendo medidas que incentivem a exploração e produção tanto de campos maduros quanto de campos marginais. Políticas que ofereçam incentivos fiscais e regulatórios, simplificação de procedimentos regulatórios e apoio técnico podem aumentar a atratividade desses investimentos. Nesse aspecto, o fortalecimento da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no monitoramento e na regulação das atividades é igualmente importante para garantir a estabilidade jurídico-regulatória no país, fundamental para atrair investimentos no setor, além das boas práticas de segurança e sustentabilidade.

Adicionalmente, a integração entre universidades, centros de pesquisa e a indústria pode impulsionar inovações tecnológicas que aumentem a eficiência na exploração de campos maduros e marginais. A colaboração entre esses setores pode resultar em novas técnicas de extração, melhoria de processos e, conseqüentemente, em uma produção mais sustentável e lucrativa.

Nesse sentido, esta nota técnica tem como objetivo apresentar a situação atual dos campos maduros e marginais no Brasil com foco no Rio de Janeiro, apresentar as medidas atuais de política pública para estímulo dessas áreas - assim como os seus resultados - e propostas de melhoria no ambiente regulatório para continuar impulsionando esses ativos.

# Panorama dos Campos Maduros e Marginais

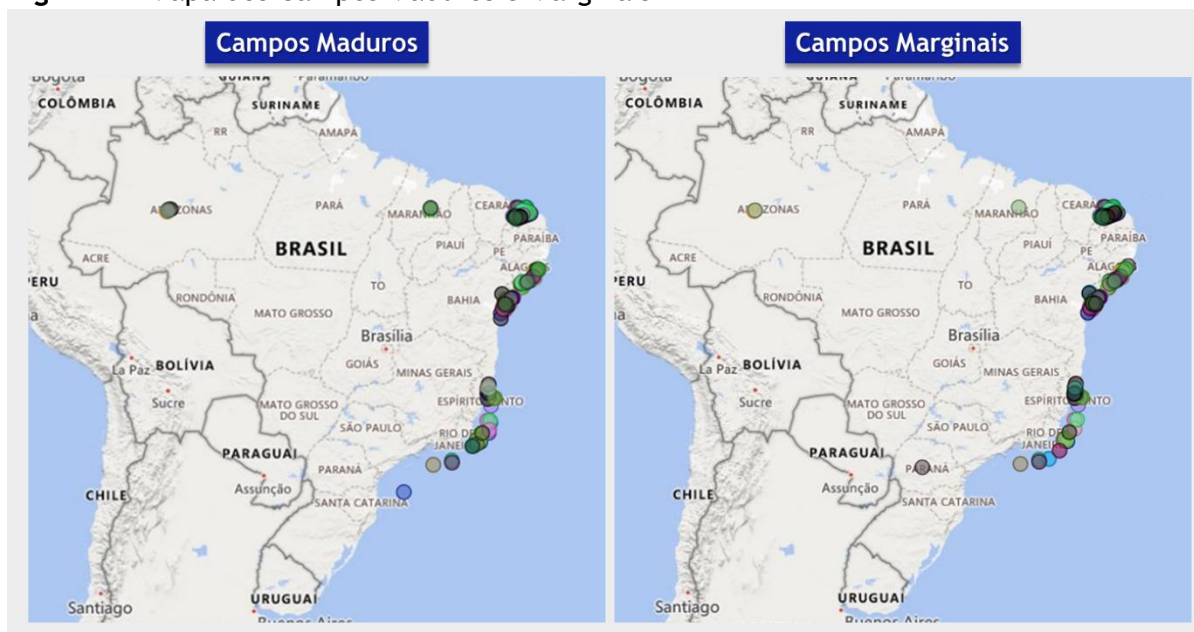
## Campos Maduros e Marginais no Brasil

No Brasil, são 211 campos de produção marginal, sendo 90% *onshore*, enquanto dos 206 campos maduros no país, 85% são em terra, segundo dados da ANP (2024a). A produção de petróleo nos campos maduros e marginais é majoritariamente das bacias em mar, chegando a 85% da produção em 2024 sendo dos campos offshore. A produção de gás natural dos campos maduros tem destaque para o *onshore*, alcançando 60% da produção em terra.

As regiões Norte e Nordeste tem grande parte da concentração dos campos maduros e marginais, com a produção onshore de mais de 180 campos. O destaque da produção nacional no offshore é no estado do Rio de Janeiro, 16 campos maduros que ultrapassaram 240 mil bpd de produção de petróleo em junho de 2024, cerca de 70% da produção nacional.

Importante destacar que, para efeito de análise dos dados e contabilização dos campos maduros e marginais apresentados nesta Nota Técnica, considerou-se os campos assim classificados pela ANP de acordo com as respectivas regulações vigentes apresentadas ao longo deste documento, que apresentaram volumes produzidos a partir de 2023 e que não apresentassem produção no ambiente Pré-Sal, seguindo orientação do Núcleo de Campos Maduros do Conselho de Petróleo e Gás da Firjan. Embora alguns desses campos se enquadrassem nos critérios de classificação, buscou-se evitar apresentar campos inativos ou cujo perfil de produtividade e competitividade diferenciado. Maiores detalhes sobre a metodologia adotada, podem ser encontrados no Painel Dinâmico de Campos Maduros e Campos Marginais (acesse [aqui](#)).

Figura 1 - Mapa dos Campos Maduros e Marginais



Fonte: Painel Campos Maduros e Marginais da Firjan, 2024.

Destes, importante destacar que apenas 59 foram aprovados até o momento para usufruir do benefício de redução de royalties sob a produção incremental. Esses campos estão sob operação de 12 empresas, sendo que em águas fluminenses são 6 campos operadoras pela Prio e Perenco. Estes campos e suas operadoras estão destacados na Tabela 1.

Tabela 1 - Campos com benefícios aprovados

CAMPO	OPERADORA	ESTADO	BACIA	AMBIENTE	FR
FURADO	Origem	AL	Alagoas	Terra	11%
PARU*	Origem	AL	Alagoas	Mar	
PILAR	Origem	AL	Alagoas	Terra	16%
SUL DE CORURIBE*	Petrosynergy	AL	Alagoas	Terra	
TABULEIRO DOS MARTINS	Petrosynergy	AL	Alagoas	Terra	0%
ÁGUA GRANDE*	Brava	BA	Recôncavo	Terra	
BONSUCESSO*	Brava	BA	Recôncavo	Terra	
BURACICA	Petrobras	BA	Recôncavo	Terra	4%
CANTAGALO	Petrobras	BA	Recôncavo	Terra	7%
CIDADE DE ENTRE RIOS*	Petrobras	BA	Recôncavo	Terra	
DOM JOÃO*	Brava	BA	Recôncavo	Terra	
FAZENDA ALVORADA	Petrobras	BA	Recôncavo	Terra	18%
FAZENDA AZEVEDO	Petrobras	BA	Recôncavo	Terra	31%
FAZENDA BOA ESPERANÇA - COD:104	Petrobras	BA	Recôncavo	Terra	32%
FAZENDA PANELAS GOMO*	Petrobras	BA	Recôncavo	Terra	4%
JACUÍPE	PetroRecôncavo	BA	Recôncavo	Terra	29%
MASSAPÊ	Petrobras	BA	Recôncavo	Terra	30%
MIRANGA	PetroRecôncavo	BA	Recôncavo	Terra	11%
RIACHO OURICURI	Petrobras	BA	Recôncavo	Terra	32%
RIO DO BU*	Petrobras	BA	Recôncavo	Terra	
SÃO PEDRO*	PetroRecôncavo	BA	Recôncavo	Terra	
SUSSUARANA*	PetroRecôncavo	BA	Recôncavo	Terra	
TAPIRANGA NORTE*	Brava	BA	Recôncavo	Terra	
FAZENDA CEDRO*	Seacrest	ES	Espírito Santo	Terra	
FAZENDA SANTA LUZIA	Seacrest	ES	Espírito Santo	Terra	36%
RIO ITAÚNAS*	Seacrest	ES	Espírito Santo	Terra	
ALBACORA LESTE	PRIO	RJ	Campos	Mar	20%
CARAPEBA	Perenco	RJ	Campos	Mar	28%
PARGO	Perenco	RJ	Campos	Mar	11%
POLVO	PRIO	RJ	Campos	Mar	1%
TUBARÃO MARTELO	PRIO	RJ	Campos	Mar	36%
VERMELHO	Perenco	RJ	Campos	Mar	23%
ALTO DO RODRIGUES	Brava	RN	Potiguar	Terra	10%
BAIXA DO ALGODÃO*	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	
BENFICA	Brava	RN	Potiguar	Terra	21%

CAMPO	OPERADORA	ESTADO	BACIA	AMBIENTE	FR
BOA ESPERANÇA	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	4%
BREJINHO RN	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	34%
CACHOEIRINHA	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	15%
FAZENDA CANAAN*	Brava	RN	Potiguar	Terra	
FAZENDA CURRAL*	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	
FAZENDA POCINHO*	Brava	RN	Potiguar	Terra	
GUAMARÉ	Brava	RN	Potiguar	Terra	16%
LESTE DE POÇO XAVIER	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	20%
LIVRAMENTO	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	22%
LORENA	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	6%
MACAU	Brava	RN	Potiguar	Terra	27%
MONTE ALEGRE*	Brava	RN	Potiguar	Terra	
MOSSORÓ	Brava	RN	Potiguar	Terra	19%
PAJEÚ	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	23%
POÇO VERDE	Brava	RN	Potiguar	Terra	23%
PONTA DO MEL*	Brava	RN	Potiguar	Terra	
RIACHO DA FORQUILHA	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	28%
RIO MOSSORÓ	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	7%
SALINA CRISTAL	Brava	RN	Potiguar	Terra	36%
TRÊS MARIAS*	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	
UPANEMA	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	38%
VARGINHA*	Potiguar E&P	RN	Potiguar	Terra	
BAÚNA	Karoon	SP	Santos	Mar	

Legenda: \* Campos que não possuem registro de produção incremental disponibilizados pela ANP até out/24.

Fonte: Elaboração própria, com base no Painel de Campos Maduros Firjan, 2024.

## Definição Regulatória

A **Resolução ANP 749/2018** define campos maduros como aqueles que possuem um histórico de produção efetiva de petróleo ou gás natural, que deve ter ocorrido a partir de instalações definitivas, por um período igual ou superior a 25 anos. Alternativamente, um campo pode ser classificado como maduro se a produção acumulada atingir pelo menos 70% do volume total previsto para ser produzido, considerando as reservas provadas (1P).

Para calcular esse percentual, utiliza-se a fórmula:

$$\text{Produção Acumulada (boe)} \div \text{Produção Acumulada (boe)} + \text{Reservas 1P (boe)}$$

Essa definição é importante, pois caracteriza os campos que podem ser elegíveis para a redução de royalties em situações de produção incremental, incentivando assim a exploração e a maximização da produção em campos já desenvolvidos.

De acordo com a **Resolução ANP 877/2022**, os campos marginais são definidos, regra geral, como aqueles cujas atividades de desenvolvimento e produção apresentem economicidade ou produção marginal, nos termos dos Arts. 7º e 9º. O enquadramento se dará, portanto, de acordo com premissas técnicas de volume produzido, características e ambiente de produção ou, no caso de acumulações marginais, que

ainda não apresentam reservas no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR), segundo os seguintes critérios:

1. **Campos Terrestres:** Acumulações com recursos contingentes (2C) de até 2 milhões de boe.
2. **Águas Rasas:** Acumulações com recursos contingentes (2C) de até 10 milhões de boe.
3. **Águas Profundas:** Acumulações com recursos contingentes (2C) de até 90 milhões de boe.
4. **Teores Elevados de CO<sub>2</sub>:** Acumulações em águas profundas com teores de CO<sub>2</sub> iguais ou superiores a 60% na fase gasosa em condições de superfície.

Essa definição é importante para a regulamentação da exploração e produção de campos que, embora tenham potencial, apresentam características que podem torná-los menos atrativos para investimentos convencionais.

## Medidas de estímulo à produção em Campos Maduros e Marginais

Em avaliação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, as medidas que adequaram os percentuais de royalties na produção incremental dos campos maduros e marginais tiveram resultados positivos. As operadoras que apresentam plano de investimentos que estende a vida útil e maximiza o fator de recuperação dos campos e obtiveram benefícios aprovados pela ANP trouxeram avanços importantes no E&P brasileiro.

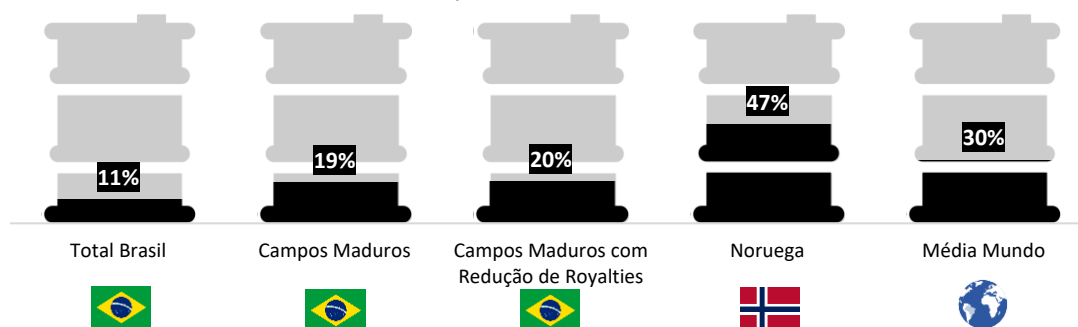
A produção registrada pelos campos que podem ser enquadrados como maduros no Brasil apresenta trajetória de declínio nos últimos anos, com 49% de queda entre 2018 e 2024, com detalhes no capítulo acerca da produção dos campos. Em comparação no mesmo período, a produção com redução de royalties registrou aumento de 5%, revertendo a curva de queda de produção dos campos, expandindo a vida útil e ampliando o fator de recuperação médio brasileiro.

Em termos de percentual recuperado em óleo sobre o VOIP - Volume estimado de petróleo existente no reservatório, os dados do Boletim Anual de Reservas - BAR 2023 da ANP, explicitam um fator de recuperação de 11%, o que deixa claro a existência de um grande potencial para avanço nos campos do país. Considerando apenas os campos listados pela Agência como Maduros em seu documento, nos traz um fator de recuperação de 19%. Ao estendermos esta avaliação aos 39 campos que já possuem curva de produção incremental listada na ANP em outubro de 2024, temos um fator médio de 20%, um pouco superior ao total dos campos maduros.

Para efeito de comparação, o fator de recuperação médio mundial fica em torno de 30%, dando uma real dimensão do potencial a ser atingido pelo país. Uma das principais referências nesse sentido, a Noruega traz números ainda mais expressivos, com uma média de 47% em seu fator de recuperação. Para alguns de seus principais campos, este percentual alcançou valores na casa dos 60%, segundo dados da Norwegian Petroleum, 2024.



**Figura 2 - Fator médio de recuperação de óleo por localidade**



Fonte: Elaboração Firjan a partir de dados da ANP, Norwegian Petroleum e Mugeridge et al, 2024.

Para além das **Resoluções ANP 749/2018 e 853/2021**, que estabeleceram benefícios significativos para campos maduros e produtores de pequeno e médio porte (segundo as definições da ANP), com foco na redução da alíquota de royalties para determinados projetos e empresas, aguarda-se ainda uma resposta da ANP na sua agenda regulatória para os tão aguardados incentivos a campos marginais da **Resolução ANP 877/2022**.

Os benefícios de redução de alíquotas atualmente foram estabelecidos conforme as Resoluções a seguir:

#### Resolução ANP nº 749/2018 - Campos Maduros

- “Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para os entes federados, **redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.**

*Parágrafo único. Esta Resolução é aplicável a todos os contratos de concessão.”*

**Observação:** Esta Resolução se aplica exclusivamente aos campos maduros que se enquadrem nos requisitos estabelecidos.

#### Resolução ANP nº 853/2021 - Empresas de Pequeno e Médio Porte

- “Art. 1º Esta Resolução estabelece o procedimento para a concessão de **redução da alíquota de royalties, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte.**

*Parágrafo único. Esta Resolução aplica-se somente aos contratos de exploração e produção sob o regime de concessão”.*

**Observação:** Esta Resolução se aplica a todas as empresas com contratos que se enquadrem nos requisitos estabelecidos, incluindo aquelas que atuem em campos maduros e marginais.

#### Resolução CNPE nº 5/2022 - Campos Marginais

- “Art. 1º No interesse da Política Energética Nacional, recomendar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, no âmbito de suas atribuições legais, a adoção das seguintes medidas para incentivar atividades

*de exploração e produção de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade marginal:*

*I - conceder, com base em critérios preestabelecidos, redução de royalties para o mínimo legal, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997”*

**Observação:** Embora esta Resolução determine a concessão da redução de royalties para campos marginais, sua real aplicação ainda carece da determinação pela Agência dos critérios para enquadramento.

Essas medidas são destinadas a estimular a exploração e produção em campos de menor economicidade, favorecendo empresas menores e incentivando o aumento do fator de recuperação de reservas em campos maduros e marginais. A implementação dessas busca beneficiar os operadores e agentes federativos, através da receita obtida com a produção e consequentes arrecadações diretas e indiretas, que não seria executada sem os benefícios associados.

### **Enquadramento e solicitação de benefícios junto à ANP**

É notório que as medidas de incentivo à produção incremental têm exercido papel fundamental no aumento do interesse das empresas por projetos de campos maduros, que ganham um novo fôlego para extensão de sua vida útil e aumento no fator de recuperação a partir destas medidas.

Estas medidas têm sido fundamentais para a melhoria dos índices de produção em campos com longo histórico de produção e que já se encontram em fase de declínio, o que por consequência gera uma série impactos socioeconômicos positivos, como geração de emprego e renda, além do incremento das receitas públicas via tributos e *royalties*.

De acordo com a ANP (2024b), atualmente o país possui 279 campos que atendem os requisitos regulatórios para serem considerados maduros. Dados do Painel Dinâmico de Análise dos Planos de Desenvolvimento ANP, (2024b), mostram que, até o momento foram aprovados 57 pedidos de redução de royalties com base na revisão dos Planos de Desenvolvimento - PD apresentados à Agência.

Identifica-se então um grande potencial não aproveitado pelas empresas para redução de *royalties* em campos maduros, dado o grande número de campos que ainda não apresentaram pedido ou não obtiveram aprovação. É importante destacar que nem todas as empresas que atuam nestas áreas possuem interesse em revitalizar seus ativos maduros e por isso não apresentaram revisões dos respectivos PD's. Estes ativos podem e devem estar como alvo de empresas com a expertise e focadas neste tipo de operação.

Ao desmembrar os campos com PD aprovados de forma conjunta, temos um total de 59 campos. Para efeito de contabilização neste estudo, estes foram os campos considerados como beneficiários da redução de royalties, embora seja importante ressaltar que, apenas 39 destes campos estão listados pela Agência com relação à curva de produção incremental para redução de alíquota de *royalties* para até 5%.

Tendo em vista que, a redução de *royalties* para campos maduros se dá sobre a produção incremental, temos que boa parte dos campos não tiveram os dados divulgados pela Agência ou ainda não fazem uso de fato do benefício de redução da



alíquota de *royalties*. Assim, ainda há bastante oportunidade para que novos campos possam fazer uso do benefício de redução de alíquota de *royalties*.

Também é importante ressaltar que, a **Resolução ANP nº 749 de 2018**, estabelece em seu Artigo 1º que a concessão do benefício a pedido do operador, se dá mediante a comprovação do benefício econômico para os entes federados, o que implica no fato de que um campo enquadrado como maduro no Boletim Anual de Reservas, não necessariamente fará uso do benefício.

A aprovação da redução de *royalties* por parte da Agência, deverá ser precedida de uma revisão do Plano de Desenvolvimento pelo Operador, a qual uma série de conteúdos devem ser especificados de forma não exaustiva, como:

- I - descrição dos projetos que sustentem a previsão de produção incremental;
- II - cronograma detalhado de atividades e investimentos;
- III - estimativa detalhada dos investimentos e do custo operacional;
- IV - estimativa dos volumes recuperáveis e projeções de produção de petróleo e de gás natural associadas aos projetos;
- V - fluxo de caixa detalhado com as atividades e investimentos considerando a produção incremental de petróleo e gás natural; e
- VI - comprovação do benefício econômico para os entes federados na aplicação do incentivo, incluindo extensão na vida útil do campo, fator de recuperação incremental, participações governamentais adicionais.

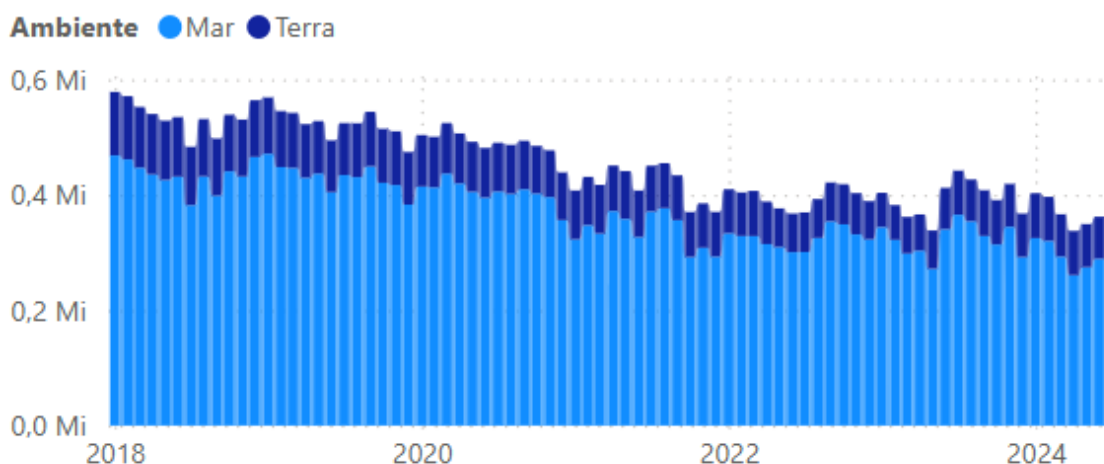
Após aprovação e assinatura dos termos aditivos do contrato de concessão, cabe destacar que ainda de acordo com o Artigo 7º da referida Resolução, “*O descumprimento dos compromissos de investimento aprovados no Plano de Desenvolvimento, sem a adequada justificativa técnico-econômica pelo Operador, a ser avaliada em processo administrativo, a perda do incentivo de redução de royalties*”.

### **Produção em Campos Maduros e Marginais e resultados dos benefícios em royalties**

A produção de petróleo dos campos maduros considerados nesta avaliação, segundo as considerações apresentadas no Painel Dinâmico de Campos Maduros e Campos Marginais, da Firjan, alcançou mais de 360 mil bpd em abril de 2024. Com cerca de 70% oriundo da Bacia de Campos, o destaque da produção de petróleo no Brasil é do *offshore* fluminense. O Gráfico 1 apresenta a curva de produção dos campos maduros, considerando campos enquadrados como maduros, que recebem ou não benefícios de *royalties*, operados por pequenas, médias e grandes empresas em todo o país, classificados pela produção *onshore* e *offshore*.

Gráfico 1

### Produção de Petróleo dos Campos Maduros por Ambiente (bpd)



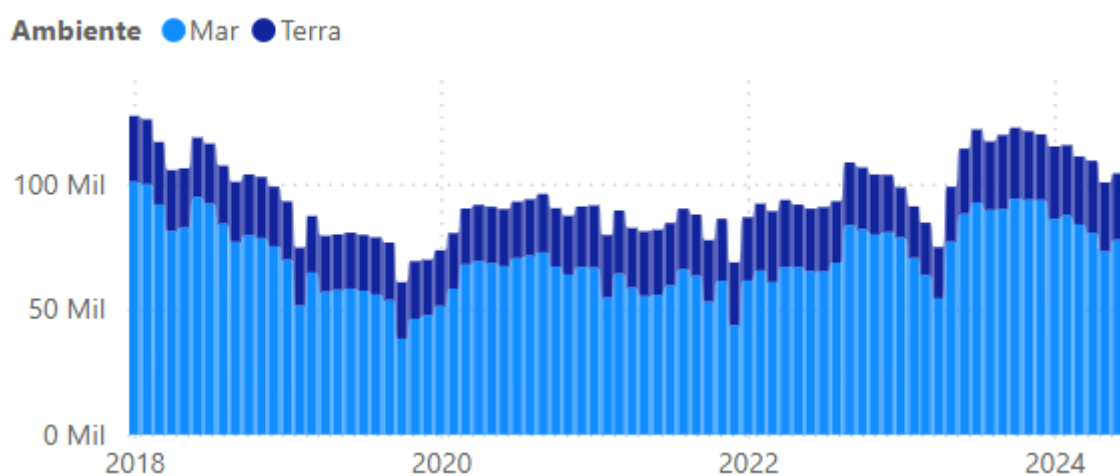
Fonte: Painel de Campos Maduros e Marginais Firjan, 2024.

A trajetória de queda da produção dos campos maduros e marginais mudou o ritmo ao longo dos últimos anos, reduzindo suas taxas de declínio. Entre 2020 e 2022, a produção média anual nos campos maduros apresentou queda de 19%, enquanto entre 2022 e 2024 o declínio foi reduzido a 7%, mantendo o patamar de produção um pouco abaixo dos 400 mil bpd. De 2020 a 2024, os volumes médios produzidos por estes campos caíram 25%.

O recorte da produção de campos com benefícios de incentivo à produção, via redução de royalties sobre a produção incremental, apresenta cenário promissor, demonstrando êxito da política aplicada. No Brasil, a produção destes campos cresceu 23% desde 2020, ao passo que aqueles campos que não fazem uso do benefício, declinaram em 35% no mesmo período. Como podemos observar no Gráfico 2, é notório o movimento de recuperação da capacidade produtiva nas áreas que fazem uso do benefício.

Gráfico 2

### Produção de Petróleo dos Campos Maduros com redução de royalties (bpd)

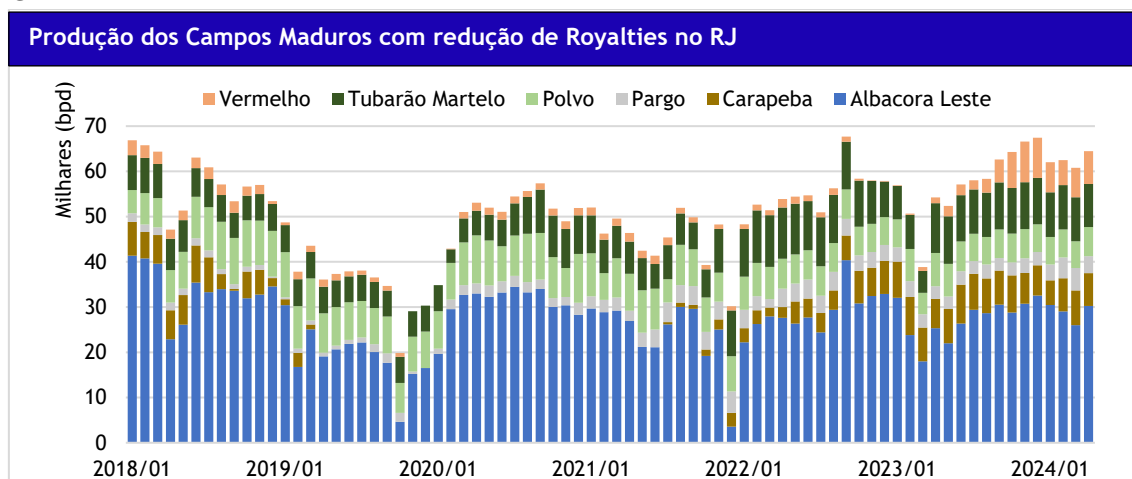


Fonte: Painel de Campos Maduros e Marginais Firjan, 2024.

A produção no estado do Rio de Janeiro se destaca pela presença de 16 campos maduros, 10 campos marginais e 11 campos que combinam características de ambos. Entre os campos maduros, 6 campos se beneficiam da redução da alíquota de *royalties* sobre a produção incremental, conforme previsto na regulação vigente. Esses campos são Vermelho, Pargo e Carapeba, operados pela Perenco, e Tubarão Martelo, Polvo e Albacora Leste, operados pela PRIO. Diferentemente dos outros campos maduros e marginais do estado, que apresentaram uma queda de produção superior a 55% desde 2018, os campos que contam com os incentivos a produção por redução de *royalties* para até 5% conseguiram manter sua produção estável ao longo dos últimos anos.

Os campos maduros *offshore* do Rio de Janeiro mantém a trajetória do Brasil, enquanto os campos com incentivos têm registrado cenário de estabilidade acima dos 60 mil bpd em 2024, e cenário ainda mais promissor com a extensão dos benefícios aos campos maduros, além de outros fatores regulatórios como a aprovação de tecnologias para expansão da produção e vida útil como a instalação de *Tiebacks*.

**Gráfico 3**

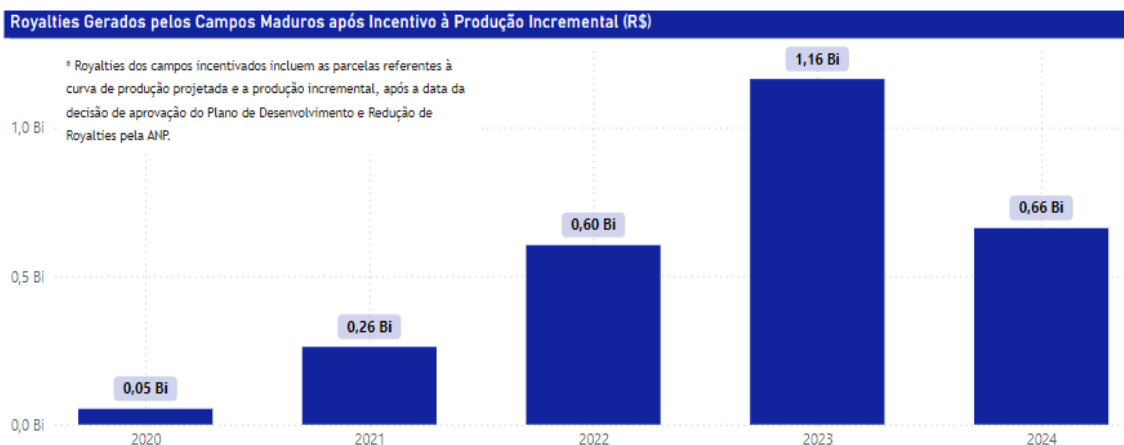


Fonte: Elaboração própria, com dados de Painel de Campos Maduros e Marginais Firjan, 2024.

A manutenção da produção com a extensão da vida útil do campo gera além da receita de para municípios, estado e para a União, benefícios diretos para a população das áreas próximas. Na região Norte Fluminense, que conta com os municípios de Campos dos Goytacazes e Macaé, dentre outros, estão mais de 60% dos postos de trabalho em Exploração e Produção de Petróleo no estado, ligados a operação da Bacia de Campos.

A produção de campos maduros gerou mais de R\$ 6,5 bilhões em *royalties* em 2023, com cerca de 70% provenientes do estado do Rio de Janeiro. No mesmo período, apenas os campos com benefícios de produção de *royalties* geraram R\$1,16 bilhões. Em comparação com 2022, o valor arrecadado foi 92% superior nos campos com novos planos de desenvolvimento aprovados para redução de *royalties* na produção incremental, com foco em extensão da vida útil. O primeiro semestre de 2024 já registra mais de R\$660 milhões em *royalties* gerados, como apresentado no Gráfico 4.

## Gráfico 4



Fonte: Painel de Campos Maduros e Marginais Firjan, 2024.

Para a manutenção do cenário favorável para a produção de campos maduros com ampliação do fator de recuperação brasileiro se faz necessário ampliar a regulação acerca do tema, entendendo o potencial, assegurando e estimulando o desenvolvimento contínuo da produção.

## Propostas de melhorias no ambiente regulatório

Frente ao cenário exposto neste documento, fica claro que as empresas que contam com ativos na Bacia de Campos e em outras bacias, desempenham um papel crucial na economia regional, contando com uma extensa cadeia de fornecedores e ampla geração de renda, somando dezenas de milhares de empregos diretos e indiretos. Portanto, é imperativo que se adote uma estratégia de evolução regulatória que considere as particularidades e os desafios específicos da realidade operacional desses campos para garantir a consistência e aprofundamento do efeito multiplicador proporcionado por essas empresas.

Nos últimos anos, inclusive, com a diversificação de agentes e a reversão na queda da produção das bacias maduras, tem-se consolidado o entendimento de que é preciso a adoção de políticas públicas mais adequadas para o desenvolvimento e a revitalização dos ativos maduros e de economicidade marginal.

Do contrário, ao ignorar as suas particularidades, o Poder Público deixa de reconhecer o papel fundamental que esses projetos têm tido para a sociedade brasileira, em especial a fluminense, correndo-se o risco de prejudicar severamente os projetos em curso, além de inviabilizar o (re)desenvolvimento de determinados empreendimentos, resultando em perdas significativas para a sociedade. A redução dos investimentos nesse setor impactará diretamente a geração de receita das empresas e, portanto, também o erário público, com redução no recolhimento de participações governamentais, tributos e, conseqüentemente, reduzindo a capacidade do estado do Rio de Janeiro financiar serviços essenciais e projetos de infraestrutura necessários para o desenvolvimento regional.

Destacamos, a seguir, algumas das principais temáticas que merecem tratamento diferenciado, considerando a prática de evolução regulatória que deve estar alinhada às recentes mudanças do mercado:

- **Revisão ampla da regulamentação para incentivar a adoção dos projetos de *tieback* (desenvolvimento de clusters de produção):** viabilizar a extensão de vida produtiva dos campos maduros através do compartilhamento de infraestrutura, possibilitando também o desenvolvimento de campos ou jazidas que, de outra forma (sem o *tieback*), não teriam condições econômicas de serem produzidos (campos marginais). Com efeito, os *tiebacks* se caracterizam pelo compartilhamento de infraestrutura de produção através da conexão de ativos produtores ou novos reservatórios, cujos impactos positivos no aumento do fator de recuperação das bacias petrolíferas são amplamente conhecidos nos países que os adotam de forma consistente (experiência do Golfo do México e do Mar do Norte). Trata-se de estratégia que busca viabilizar a economicidade de ativos em bacias maduras e está alinhada às melhores práticas de sustentabilidade ambiental, por incentivar a adoção de soluções adicionais para manutenção da produção em unidades existentes, evitando o incremento na geração de emissões;
- **Incentivar o compartilhamento de infraestrutura:** viabiliza a redução de custos de investimento e de operação, otimizando toda a rede existente entre produtores, promovendo maior viabilidade de projetos, aumentando o fator de recuperação das bacias produtoras de petróleo e gás, além de aumentar a eficiência e a sustentabilidade ambiental, principalmente para campos maduros e de acumulações marginais;
- **Manutenção e aprofundamento dos incentivos para a operação de campos maduros e de acumulações marginais:** os campos maduros e de acumulações marginais enfrentam desafios operacionais e econômico-financeiros que diferem significativamente dos projetos situados em áreas de maior rentabilidade, além de geralmente estarem sujeitos a condições de comercialização de petróleo e gás natural mais desafiadoras. Por essa razão, é fundamental que os incentivos concedidos sejam adequadamente preservados e aprofundados para refletir essas particularidades, sendo realizada a avaliação por campo produtor e as respectivas condições do ativo, não apenas pelo grupo empresarial. Em especial, fazemos referência expressa às Resoluções do CNPE e da ANP que possibilitaram o incremento de produção através da redução de alíquota de *royalties* para os campos maduros e marginais, embora neste último caso, a ANP ainda não tenha avançado na regulamentação da matéria - o que é uma agenda prioritária para a Indústria;
- **Preço de Referência para cálculo de participações governamentais adequado à produção de campos maduros e de acumulações marginais:** A ANP está em fase final de revisão da fórmula do preço de referência do petróleo, embora tenha conduzido o processo sem considerar as especificidades enfrentadas pelos campos maduros e marginais. Isso terá por resultado, no curto prazo, em aumento da arrecadação global para União, Estados e Municípios, porém às expensas da capacidade de prolongamento da vida útil e da viabilidade econômico-financeira dos campos maduros e marginais, cujos efeitos serão sentidos no médio e longo prazo. Com efeito, enquanto o impacto da medida para os campos do pré-sal (cerca de 80% da produção nacional) será da ordem de 5%, os campos maduros e marginais poderão enfrentar incremento de mais de 15% em alguns cenários de mercado. Defende-se que o incremento desproporcional do recolhimento de *royalties* para

campos maduros e marginais, na medida em que estes serão os mais afetados, resultará em mais um entrave para o seu (re)desenvolvimento, afetando negativamente a viabilidade da sua operação. Essa abordagem ainda prejudica e vai de encontro às políticas públicas que vêm sendo implementadas nos últimos anos e que reconhecem as particularidades enfrentadas pelos operadores desses campos. Portanto, defende-se que a nova Resolução deva considerar as condições econômico-financeiras específicas desses campos, assim como as condições de mercado do petróleo produzido pelos mesmos e, portanto, recomenda-se à ANP que conceda a esses campos a exclusão da revisão na fórmula do preço de referência;

- **Manutenção do REPETRO:** o regime especial dedicado garante condições de viabilidade econômica que promove o fortalecimento da capacidade do Brasil em atrair investimentos significativos para o desenvolvimento de novos projetos, modernização de infraestruturas existentes e exploração de áreas de alto potencial. Além disso, garante a adoção de tecnologias não disponíveis no mercado interno, a manutenção e antecipação de produção, fazendo necessária a manutenção desse incentivo enquanto novos investimentos são viabilizados;
- **Exclusão do Imposto Seletivo para o setor de Petróleo e Gás Natural:** a incidência do imposto seletivo na indústria de petróleo e gás será extremamente prejudicial para o mercado, em especial para os campos maduros e de economicidade marginal. O pior: sem o resultado arrecadatório pretendido pelo Poder Público, sendo capaz de reduzir a arrecadação de determinadas participações governamentais, impactando especialmente os estados produtores como o Rio de Janeiro. Portanto, além de não alcançar seu objetivo arrecadatório, tais prejuízos seriam especialmente severos para a sociedade, com conseqüente diminuição de emprego e renda nas regiões das operações, bem como para as operadoras de campos maduros e de economicidade marginal, que já enfrentam custos mais elevados e desafios específicos de sua operação. Esses campos, em geral, não estão sujeitos à Participação Especial, nem são operados sob o regime de partilha, resultando em um impacto mais severo apenas nos campos de menor relevância arrecadatória para a União (na medida que campos de grande produção deverão deduzir o imposto da base de cálculo da Participação Especial ou reduzirão o excedente em óleo da União). Tal medida poderá comprometer a viabilidade econômica dos campos maduros e de economicidade marginal, afetando a recuperação e extensão da vida útil desses campos, prejudicando iniciativas em andamento e colocando em risco os investimentos futuros, sem ter o resultado pretendido pelo poder público;
- **Celeridade no processo de licenciamento ambiental:** reconhecemos a importância do licenciamento ambiental para a preservação do meio ambiente. Contudo, devemos sopesar o impacto atual do regime tradicional de licenciamento na continuidade e no desenvolvimento de projetos em campos maduros e marginais - fundamentais para a geração de renda, empregos, e riqueza tanto para economias locais quanto para o país como um todo. Nesse sentido, entendemos ser fundamental uma avaliação da adoção de modelo simplificado de licenciamento para bacias maduras, amplamente estudadas e conhecidas pelas empresas



operadoras e os órgãos ambientais, como um potencial vetor para fomentar o tão importante equilíbrio entre a atividade econômica em bacias maduras e a proteção ao meio ambiente. Afinal, independente do modelo adotado, é salutar que os formuladores de políticas públicas do país encontrem formas de garantir a proteção ambiental sem que isso inviabilize a geração de riqueza para a sociedade.

## Considerações Finais

A produção em campos maduros e marginais continua a desempenhar um papel essencial na manutenção da segurança energética do Brasil, gerando benefícios econômicos significativos para o país. Em 2023, a geração de *royalties* oriunda desses campos ultrapassou R\$6,5 bilhões, com cerca de 70% dessa receita proveniente do estado do Rio de Janeiro. A manutenção dessa produção não só garante uma fonte relevante de receita para estados e municípios, como também sustenta milhares de empregos diretos e indiretos, especialmente em regiões como o Norte Fluminense, que depende fortemente das operações da Bacia de Campos.

O incentivo contínuo a investimentos nesses campos, por meio de políticas regulatórias favoráveis, como a redução de alíquotas de *royalties*, tem se mostrado uma estratégia eficaz para prolongar a vida útil das operações, aumentar o fator de recuperação de petróleo e gás e fomentar a inclusão de tecnologias sustentáveis que reduzem a pegada de carbono da produção. A ampliação dessas medidas pode intensificar a atratividade dos investimentos, aumentando a recuperação de óleo com menor necessidade de novos empreendimentos e aproveitando infraestruturas já existentes.

Além disso, os campos maduros e marginais oferecem uma oportunidade única para maximizar a produção de petróleo e gás com investimentos adequados ao perfil de cada projeto. A utilização de infraestruturas existentes e a aplicação de tecnologias avançadas de recuperação, como injeção de CO<sub>2</sub> e projetos de *tieback*, permitem a extração de volumes adicionais que antes eram considerados economicamente inviáveis. Essa abordagem não apenas otimiza recursos, mas também reduz a necessidade de novas instalações, minimizando o impacto ambiental e contribuindo para a transição energética e o processo de descarbonização. Ao estender a vida útil dos campos, essas iniciativas promovem uma produção de petróleo com menor pegada de carbono, alinhando-se às metas globais de sustentabilidade.

Como detalhado ao longo desta Nota Técnica, existe ainda um grande potencial para aumento no fator de recuperação dos campos maduros no Brasil. Os dados nacionais de 2023, nos mostram que estes campos apresentam volumes produzidos que correspondem a “apenas” 19% do VOIP.

Importante ressaltar que, para efeito de análise dos dados, tanto esta Nota Técnica, quanto os dados do Painel Dinâmico de Campos Maduros e Campos Marginais da Firjan, sob a orientação do Núcleo de Campos Maduros do Conselho de Petróleo e Gás da Firjan, considerou apenas aqueles campos que se enquadram na classificação de Maduros ou Marginais e que não produzem no Pré-Sal, dado que estes apresentam perfil de produtividade e competitividade diferenciado. Maiores detalhes sobre a metodologia adotada, podem ser encontrados no referido painel dinâmico (acesse [aqui](#)).

Considerando que os campos abarcados pelo Painel Dinâmico alcancem o patamar médio global de recuperação de óleo (30%), seria possível vislumbrar uma produção

adicional de pouco mais de 4,8 bilhões de barris, o que apenas em royalties<sup>1</sup> poderia se traduzir em mais de R\$ 92 bilhões em arrecadação para as diferentes esferas governamentais<sup>2</sup>.

Em um cenário mais otimista, que considere a indústria do petróleo atingindo um patamar de maturidade e de desempenho semelhante ao da Noruega (47% no fator de recuperação), os resultados mostram um potencial de produção adicional equivalente a pouco mais de 12 bilhões de barris em relação ao patamar atual, o que geraria um montante equivalente a cerca de R\$ 230 bilhões em royalties<sup>3</sup>.

Este potencial, embora desafiador, representaria um avanço significativo para a indústria e para o país, especialmente ao considerar que esses volumes adicionais superariam em 44% todo o volume já produzido pelos campos maduros analisados.

Dessa forma, reforçamos a importância de aprofundar e expandir esses incentivos regulatórios e fiscais, bem como aprimorar o entendimento dos benefícios gerados por essa produção, visando estimular novas atividades e assegurar a atratividade dos investimentos no setor. O desenvolvimento contínuo de campos maduros e marginais, alicerçado em um ambiente regulatório robusto e incentivador, é crucial para a sustentabilidade e competitividade da indústria de petróleo e gás do Brasil.

---

<sup>1</sup> Premissas de cálculo consideram o câmbio a R\$ 5,50/US\$, barril a US\$ 70/bbl e alíquota de royalties de 5%.

<sup>2</sup> Ao considerarmos todos os campos classificados como maduros pela ANP e não apenas aqueles alvo desta publicação, os valores em royalties se aproximariam de R\$ 185 bilhões.

<sup>3</sup> Ao considerarmos todos os campos classificados como maduros pela ANP e não apenas aqueles alvo desta publicação, os valores em royalties poderiam ser superiores a R\$ 480 bilhões.

Acesse nosso painel dinâmico com os principais dados de campos maduros e marginais no Brasil, apresentando a visão regulatória vigente, panorama de dados sobre os campos em produção, operadoras e *royalties*, além da visão sobre tiebacks.

**Firjan** SENAI SESI

## Painel Dinâmico de Campos Maduros e Campos Marginais

\*Extrato dos campos classificados como maduros e marginais em 2023

- Considerações Iniciais
- Regulação
- Visão Geral
- Empresas em Atuação
- Ficha Técnica dos Campos
- Dados Agregados de Produção
- Royalties Gerados
- Tie-back

Atualizado em: Outubro/2024

Apoiado por:

Tem alguma dúvida, sugestão, crítica ou encontrou um erro? Quer receber avisos de atualização dos Dados Dinâmicos? Entre em contato conosco pelo e-mail [petroleo.gas@firjan.com.br](mailto:petroleo.gas@firjan.com.br)

GOVERNO DO ESTADO RIO DE JANEIRO

ABPIP

ompetro



Scan para acessar ou clique na imagem do painel

**EXPEDIENTE:** Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan) - Av. Graça Aranha, 01 - CEP: 20030-002 - Rio de Janeiro. **Presidente:** Luiz César Caetano; **Diretor Executivo SESI/SENAI:** Alexandre dos Reis; **Gerente de Petróleo, Gás, Energias e Naval:** Karine Barbalho Fragoso de Sequeira; **Gerente de Cenários:** Fernando Luiz Ruschel Montera; **Gerente de Projetos:** Thiago Valejo Rodrigues; **Coordenadora da Divisão de Relacionamento e Parcerias:** Juliana de Castro Lattari; **Equipe Técnica:** Bruna Duarte Teixeira Martins; Bruno Gonçalves; Carina de Souza Torres Faria; Emanuelle Ferreira de Lima; Felipe da Cunha Siqueira; Gustavo Rangel de Matos; Iva Xavier da Silva; Letícia Cristina Pereira C Nascimento; Marcelli de Oliveira Tavares; Maria Eduarda Domingos de Menezes; Maria Eduarda Jacinto de Miranda; Priscila Lima dos Santos Gomes; Savio Bueno Guimarães Souza; Wilson Koji Matsumoto

Informações: [petróleo.gas@firjan.com.br](mailto:petróleo.gas@firjan.com.br)  
Visite nossa página: <http://www.firjan.com.br/>

## Referências Bibliográficas

1. BRASIL. Resolução ANP nº 32, de 2014. Dispõe sobre o enquadramento de empresas no setor de petróleo e gás natural. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-32-2014>>.
2. BRASIL. Resolução CNPE nº 17, de 2017. Dispõe sobre a política de exploração de petróleo e gás natural. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <[https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2017/resolucao\\_cnpe\\_17\\_2017.pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2017/resolucao_cnpe_17_2017.pdf)>.
3. BRASIL. Resolução ANP nº 749, de 2018. Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-749-2018-regulamenta-o-procedimento-para-concessao-da-reducao-de-royalties-como-incentivo-a-producao-incremental-em-campos-maduros?origin=instituicao&q=749/2018>>.
4. BRASIL. Resolução ANP nº 853, de 2021. Dispõe sobre a redução da alíquota de royalties para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-785/Informe%20Indicadores%20Monitoramento%20Pol%C3%ADtica%20EP%202023.pdf](https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-853-2021-dispoe-sobre-a-reducao-da-aliquota-de-royalties-para-campos-concedidos-a-empresas-de-pequeno-ou-medio-porte#:~:text=Disp%C3%B5e%20sobre%20a%20redu%C3%A7%C3%A3o%20da,de%20pequeno%20ou%20m%C3%A9dio%20porte.&text=DISPOSI%C3%87%C3%95ES%20P RELIMINARES-,Art.,royalties%2C%20nos%20termos%20do%20art.>https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-853-2021-dispoe-sobre-a-reducao-da-aliquota-de-royalties-para-campos-concedidos-a-empresas-de-pequeno-ou-medio-porte#:~:text=Disp%C3%B5e%20sobre%20a%20redu%C3%A7%C3%A3o%20da,de%20pequeno%20ou%20m%C3%A9dio%20porte.&text=DISPOSI%C3%87%C3%95ES%20P RELIMINARES-,Art.,royalties%2C%20nos%20termos%20do%20art.>.</li><li>5. BRASIL. EPE. Informe sobre Indicadores de Monitoramento da Política Energética, 2021. Disponível em: <<a href=)>.
6. BRASIL. Resolução CNPE nº 5, de 2022. Dispõe sobre a política energética. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/resolucoes-cnpe-5-2022.pdf>>.
7. BRASIL. Resolução ANP nº 877, de 2022. Dispõe sobre o enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade ou produção marginal. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-877-2022-dispoe-sobre-o-enquadramento-de-campos-e-acumulacoes-de-petroleo-e-gas-natural-que-apresentem-economicidade-ou-producao-marginal>>.
8. BRASIL. ANP. Boletim Anual de reservas - BAR 2023 (Reservas nacionais de petróleo e gás natural), 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt->

br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/tabela-dados-bar-2023.xlsx

9. BRASIL. ANP. Dados de Exploração e Produção, 2024a. Disponível em:  
<<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>>.
  
10. BRASIL. ANP. Painel Dinâmico de Análise dos Planos de Desenvolvimento - Lista de Planos de Desenvolvimento Deliberados, 2024b. Acesso em setembro de 2024. Disponível em:  
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiMjhjNjA0ODUtNzYxMi00M2I1LTk3MTYtMWEwYjBlNzhiNDE2liwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtytNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyMyJ9>
  
11. BRASIL. ANP. SIGEP - Cálculo da Produção Incremental, 2024c. Acesso em outubro de 2024. Disponível em:  
[https://cdp.anp.gov.br/ords/r/cdp\\_apex/consulta-dados-publicos-cdp/produ%C3%A7%C3%A3o-mensal-incremental?session=194538746081](https://cdp.anp.gov.br/ords/r/cdp_apex/consulta-dados-publicos-cdp/produ%C3%A7%C3%A3o-mensal-incremental?session=194538746081)
  
12. NORUEGA. Norwegian Petroleum, 20 de fevereiro de 2024. Effective Resource Management in Mature Areas. Disponível em:  
< <https://www.norskpetroleum.no/en/developments-and-operations/resource-management-in-mature-areas/#:~:text=The%20average%20oil%20recovery%20rate,different%20technical%20solutions%20are%20applied.>> >
  
13. Muggeridge A, Cockin A, Webb K, Frampton H, Collins I, Moulds T, Salino P. Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. *Philos Trans A Math Phys Eng Sci.* 2013 Dec 2;372(2006):20120320. doi: 10.1098/rsta.2012.0320. PMID: 24298076; PMCID: PMC3866386. Disponível em: < <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC3866386/> >