



Ministério de
Minas e Energia

BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Edição 94 DEPG

Fevereiro de 2020

INTRODUÇÃO

As notícias relativas às atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural e os informes sobre as ações conduzidas pelo DEPG estão atualizados até o dia 20 de fevereiro de 2020. As demais informações do setor, contidas neste Boletim, são relativas ao mês de dezembro de 2019, e têm como fonte a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES

- ◇ A diretoria da ANP aprovou em 30/01/2020 a realização de consulta pública referente ao Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS) da bacia sedimentar marítima de Sergipe-Alagoas/Jacuípe, por 90 dias, além de autorizar a realização de reuniões presenciais em Salvador (BA), Maceió (AL), Aracaju (SE) e Recife (PE), com a comunidade local, autoridades e demais partes interessadas. O EAAS da Bacia de Sergipe-Alagoas/Jacuípe tem como objetivo aprimorar o processo de definição de áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural. O diagnóstico socioambiental resultante subsidiará o planejamento de políticas públicas de petróleo e gás natural e incluirá recomendações para o licenciamento ambiental, aumentando ainda mais a transparência e a segurança jurídica do processo de disponibilização de áreas exploratórias nas rodadas de licitações e na Oferta Permanente. Além da ANP, que contratou o estudo, compõem o comitê técnico de acompanhamento o MME, o Ministério do Meio Ambiente (MMA), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio). Fonte: ANP.
- ◇ A Petrobras informou em 03/02/2020 que iniciou a etapa de divulgação da oportunidade (teaser), referente à venda de parcela de sua participação em blocos exploratórios pertencentes às concessões BM-PAMA-3 e BM-PAMA-8, localizadas na Bacia do Pará-Maranhão. A Petrobras é operadora dos blocos, com 100% de participação na concessão BM-PAMA-3 e 80% de participação na concessão BM-PAMA-8, em parceria com a Sinopec, que detém os demais 20%. O desinvestimento será de até 50% na concessão BM-PAMA-3 e de até 40% na concessão BM-PAMA-8. A Sinopec poderá exercer direito de preferência na concessão BM-PAMA-8 para adquirir o percentual ofertado pela Petrobras. Fonte: Petrobras.
- ◇ Também em 03/02/2020, a Petrobras informou sobre o início da etapa de divulgação da oportunidade (teaser), referente à venda da totalidade de sua participação no campo de Papa-terra, localizado em águas profundas na Bacia de Campos. A Petrobras

Nesta edição:

NOTÍCIAS E FATOS RELEVANTES	1
DADOS DE DEZEMBRO	3
EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO	3
PRODUÇÃO POR CONCESSIONÁRIA	3
PETRÓLEO NOS ESTADOS	4
PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO	5
GÁS NATURAL NOS ESTADOS	6
GÁS NATURAL - IMPORTAÇÃO	7
PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	8

é a operadora do campo de Papa-terra, com 62,5% de participação, em parceria com a Chevron, que detém os 37,5% restantes. Fonte: Petrobras.

◇ A ANP realizou em 05/02/2020, no Rio de Janeiro, audiência pública para debater a nova versão do edital da Oferta Permanente, cuja motivação é o aperfeiçoamento das regras e a inclusão de 173 blocos e uma área com acumulação marginal (Juruá, na Bacia do Solimões). Dos 173 novos blocos, 149 já estavam em estudo e obtiveram manifestação quanto à viabilidade ambiental e os outros 24 são blocos ofertados e não arrematados na 16ª Rodada de Licitações. Além da inclusão de novas áreas, os parâmetros técnicos e econômicos para os blocos e áreas incluídos na minuta de edital submetida a consulta foram atualizados, em especial com relação à metodologia para definição das alíquotas de royalties. Para as áreas situadas em bacias de nova fronteira e maduras, foi sugerida a redução considerando o risco geológico e a expectativa de produção dos setores e, para áreas com acumulações marginais, foi proposta a alíquota de royalties mínima equivalente a 5%. Já para as áreas externas ao polígono do pré-sal das Bacias de Campos e Santos e aquelas classificadas como bacias de elevado potencial, propõe-se manter a alíquota de royalties em 10%. Fonte: ANP.

◇ O Ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, participou em 14/02/2020 da cerimônia de assinatura de contratos resultantes das rodadas ocorridas em 2019 que ofertaram blocos no regime de concessão, o 1º Ciclo da Oferta Permanente e a 16ª Rodada de Licitações. O 1º Ciclo da Oferta Permanente teve sua sessão pública realizada em 10/09/2019. Foram arrematados 33 blocos com risco exploratório e 12 áreas com acumulações marginais por 18 licitantes vencedoras. A rodada arrecadou R\$ 22,3 milhões em bônus de assinatura e irá gerar investimentos exploratórios mínimos da ordem de R\$ 320 milhões. A Oferta Permanente é uma modalidade de licitação em que são oferecidos permanentemente blocos em terra e blocos marítimos devolvidos à ANP ou oferecidos e não arrematados em rodadas anteriores, bem como campos devolvidos ou em processo de devolução à ANP. O 1º ciclo da Oferta Permanente trouxe a consolidação de um novo modelo de licitação, que oferece, permanentemente, um portfólio de blocos e áreas com acumulações marginais para exploração e produção de petróleo e gás natural. Dessa forma, as empresas,

especialmente as que ainda não atuam no Brasil, têm a oportunidade de estudar essas áreas sem a limitação de tempo que as rodadas tradicionais proporcionam. A 16ª Rodada de Licitações, ocorrida em 10/10/2019, teve 12 blocos (dos 36 oferecidos) arrematados por dez empresas. Foram arrecadados R\$ 8,9 bilhões em bônus de assinatura, valor recorde entre as rodadas no regime de concessão já realizadas no Brasil. Para esses blocos são previstos investimentos exploratórios mínimos da ordem de R\$ 1,6 bilhões. Fonte: MME.

◇ A Diretoria da ANP aprovou em 20/02/2020 a primeira redução na alíquota de royalties sobre a produção incremental de um campo maduro, conforme prevê a Resolução ANP nº 749/2018. O incentivo foi concedido ao Campo de Polvo, na Bacia de Campos, operado pela empresa PetroRio, no âmbito da aprovação da revisão do plano de desenvolvimento (PD). A alíquota será reduzida de 10% para 5% sobre a produção incremental do campo, ou seja, sobre o volume da produção que superar a curva de referência devido a novos investimentos da operadora. A curva de referência é a curva de declínio natural do campo, caso não houvesse esses novos investimentos. No caso do Campo de Polvo, investimentos realizados na campanha de perfuração de poços em 2018 resultaram em um aumento aproximado de 30% na produção de petróleo. Além disso, o término da produção, que estava previsto para dezembro de 2020, foi estendido para 2030, resultando em mais 10 anos de produção. Segundo cálculos da ANP, com a extensão da vida útil do campo estima-se uma arrecadação total de royalties de aproximadamente R\$ 300 milhões até 2030. A medida tem como objetivo incentivar investimentos em campos maduros, em linha com as diretrizes do Reate (Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres) de aumento da competitividade, simplificação, desburocratização e maximização da vida útil e do fator de recuperação dos campos. Está alinhada ainda à Resolução CNPE nº 17/2017, que define como política pública para o setor a maximização dos recursos *in situ* dos reservatórios, a revisão dos planos de desenvolvimento e a redução da alíquota de royalties sobre a produção incremental quando comprovadas a extensão da vida útil dos campos e o benefício econômico para a União. Fonte: ANP.

DADOS DO MÊS DE DEZEMBRO

Em dezembro de 2019, a produção média de petróleo e gás natural no Brasil foi de 3,97 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboe/d), valor 0,59% superior quando comparado ao mês anterior, que foi de 3,95 MMboe/d. Considerando somente o petróleo, a produção média foi de 3,11 MMbbl/d, valor 0,55% superior ao registrado no mês anterior, que alcançou 3,09 MMbbl/d. Sobre o gás natural, a produção foi de 138 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d), correspondendo a uma produção 0,73% superior à do mês anterior, que alcançou 137 MMm³/d.

Os campos relativos ao Pré-sal produziram o volume de 2,12 MMbbl/d de petróleo, um aumento de 2,72% em relação a novembro, com o volume de 2,06 MMbbl/d. Esses campos também produziram 85,4 MMm³/d de gás natural, produção 2,03% superior a do mês anterior, que foi de 83,7 MMm³/d.

No total, foram produzidos nos reservatórios do Pré-sal 2,65 MMboe/d de petróleo e gás natural (66,8% da produção nacional), um aumento de 2,55% em comparação com novembro, com o volume de 2,59 MMboe/d.

Em dezembro, a produção total de petróleo e gás natural foi obtida a partir de 7.205 poços, sendo 633 marítimos e 6.572 terrestres. Os campos marítimos produziram 96,7% do petróleo e 81,4% do gás natural.

Os campos com acumulações marginais produziram 54,0 bbl/d de petróleo, produção 22,97% inferior a novembro, com o volume de 70,1 bbl/d. Esses campos também produziram 6,8 Mm³/d de gás natural, produção 257,89% superior à do mês anterior, com 1,9 Mm³/d.

As bacias maduras terrestres produziram 106,1 Mboe/d, uma diminuição de 1,21% em relação a novembro, com 107,4 Mboe/d. Nessas bacias foram produzidos 84,0 Mbbl/d de petróleo e 3,5 MMm³/d de gás natural.

EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO

Em dezembro de 2019 houve cinco Notificações de Descobertas informadas à ANP, sendo duas em terra e três no mar. Das notificações em terra, uma foi com indício de gás associado, na Bacia do Parnaíba, e outra foi com indício de petróleo, na Bacia Potiguar. Das notificações no mar, uma foi com indício de gás associado, na Bacia de Santos, e duas com indício de petróleo, nas Bacias de Santos e Sergipe-Alagoas. Houve três Declarações de Comercialidade no mês de dezembro, duas na Bacia de Santos e uma na Bacia do Parnaíba.

Tabela 1 - Notificações de descoberta de hidrocarbonetos de dezembro de 2018 a dezembro de 2019.

NOTIFICAÇÃO DE DESCOBERTAS DE HIDROCARBONETOS													
LOCALIZAÇÃO	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Terra	1	2	0	1	1	0	3	1	2	2	2	3	2
Mar	1	0	1	1	1	0	0	0	2	0	0	1	3
TOTAL	2	2	1	2	2	0	3	1	4	2	2	4	5

Fonte: ANP

Tabela 2 - Declaração de comercialidade de dezembro de 2018 a dezembro de 2019.

DECLARAÇÃO DE COMERCIALIDADE DE HIDROCARBONETOS													
	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
nº	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3

Fonte: ANP

PRODUÇÃO POR CONCESSIONÁRIA

Em dezembro, a Petrobras, na condição de empresa concessionária, foi responsável por 73,41% da produção nacional de petróleo e gás natural, alcançando 2,917 MM boe/d. A Shell/BG Brasil, com a produção de 485 M boe/d, que representa 12,22% do total nacional, classificou-se como a 2ª em produção. A 3ª empresa concessionária com maior produção foi a Petrogal Brasil, tendo obtido 3,55% da produção do País, com média de 141 M boe/d. A Repsol Sinopec foi responsável por 2,14% da produção nacional, sendo a 4ª concessionária com maior produção, obtendo 85 M boe/d. A Petronas, como a 5ª maior concessionária, produziu 1,39%, com 55 M boe/d. A Eneva, como a 6ª produtora, atingiu 1,15% da produção, com 46 M boe/d. A Equinor Energy, com 0,92%, produziu 36 M boe/d, sendo a 7ª concessionária com maior produção. As demais concessionárias alcançaram a parcela de 5,22% da produção nacional, com o volume de 208 M boe/d.

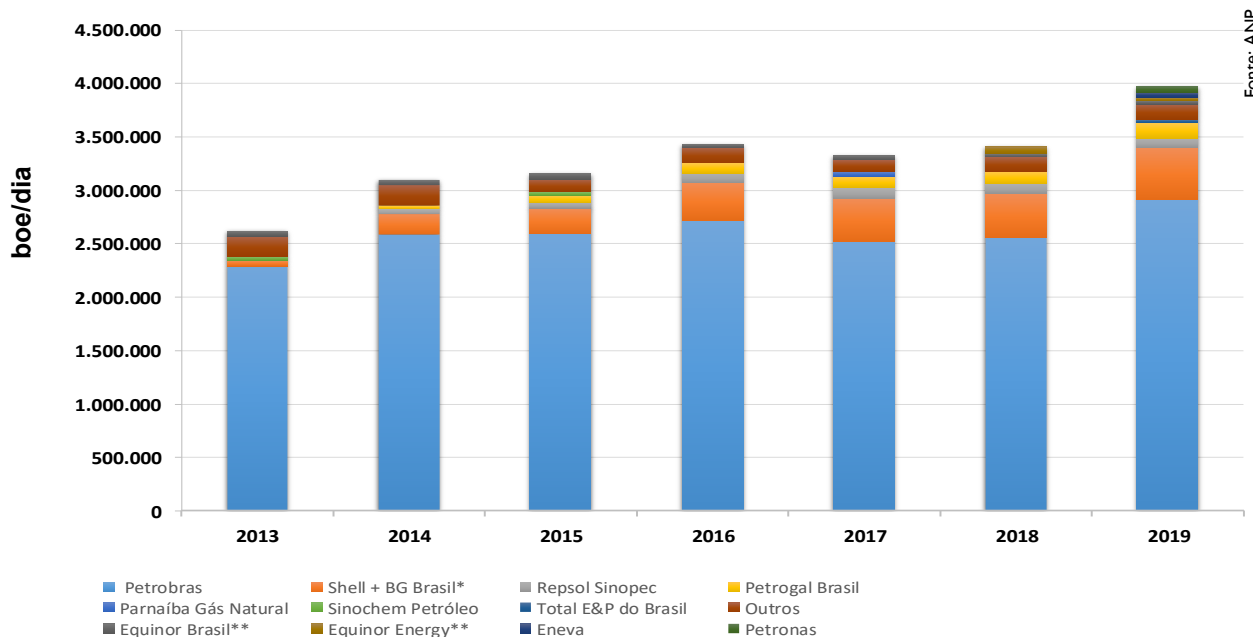


Gráfico I - Produção total de óleo e gás natural, em boe/d, por concessionário, relativa ao mês de dezembro no período de 2013 a 2019.

* A empresa Shell adquiriu a BG em fevereiro de 2016.

** Em junho de 2018 a Statoil Brasil O&G, passou a ser tratada como Equinor Brasil e a Statoil do Brasil Ltda como Equinor Energy.

PETRÓLEO NOS ESTADOS

Em dezembro, o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 76,42% da produção nacional de petróleo e Líquido de Gás Natural (LGN). Os estados de São Paulo e do Espírito Santo registraram, respectivamente, 10,7% e 8,94% do total produzido no País.

Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 79,34% da produção nacional, seguido por São Paulo com 11,11% e Espírito Santo, com 8,95%. Em relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram o Amazonas, com 28,91%, o Rio Grande do Norte, com 26,39%, a Bahia, com 23,07%, Sergipe, com 9,68% e o Espírito Santo, com 8,72%.

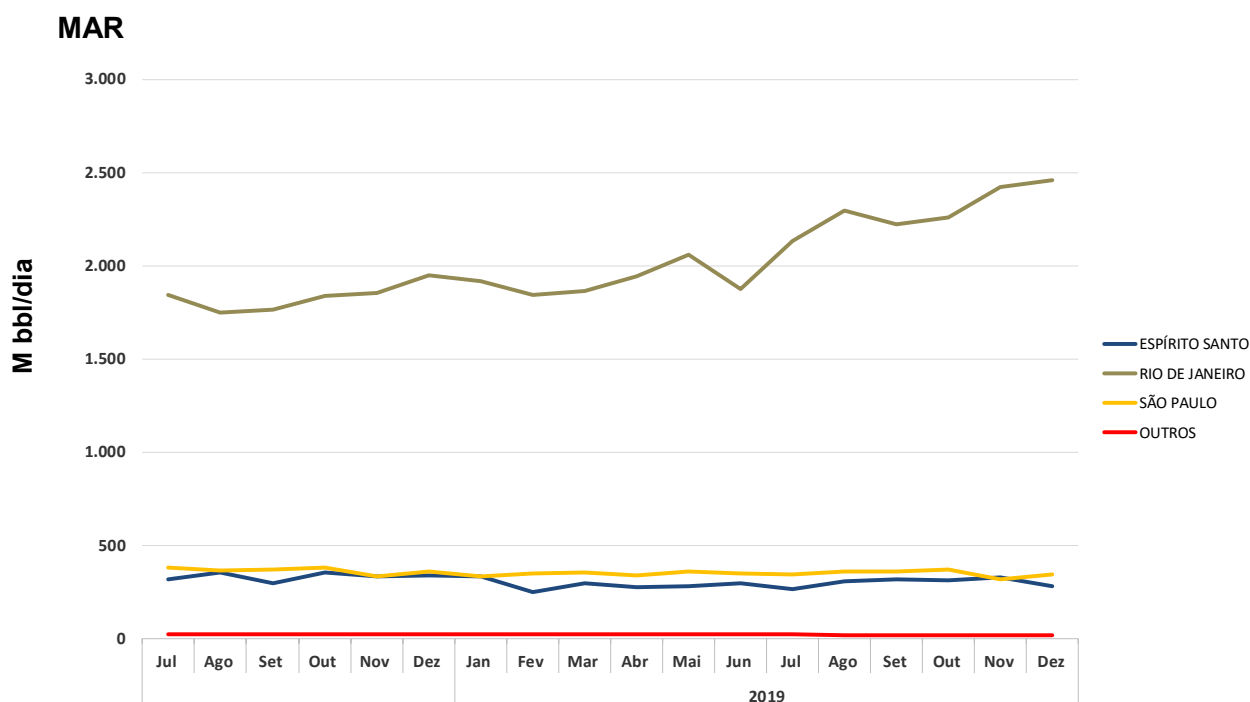


Gráfico 2 - Produção média diária de petróleo e LGN no mar por estado, nos últimos 18 meses, em Mbb/d.

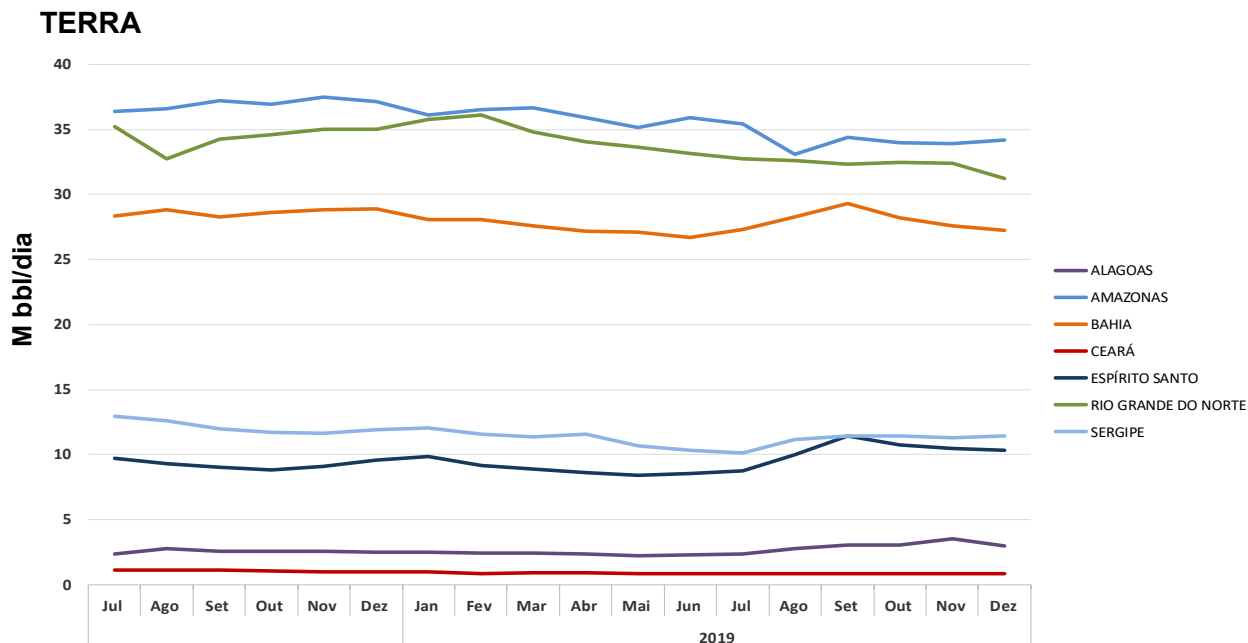


Gráfico 3 - Produção média diária de petróleo e LGN em terra, por estado, nos últimos 18 meses, em Mbb/d.

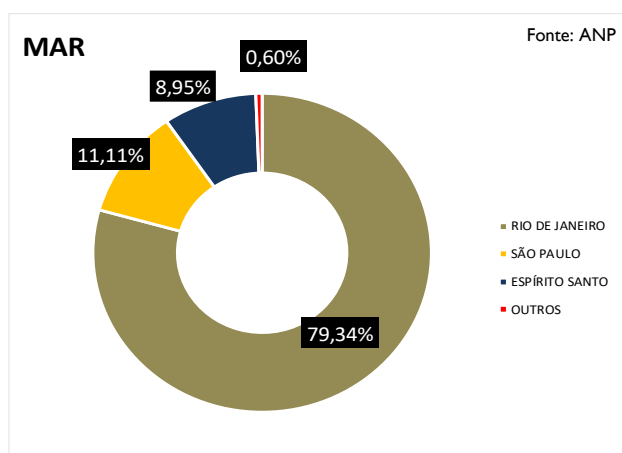


Gráfico 4 - Percentuais de produção de petróleo e LGN no mar, por estado, em dezembro.

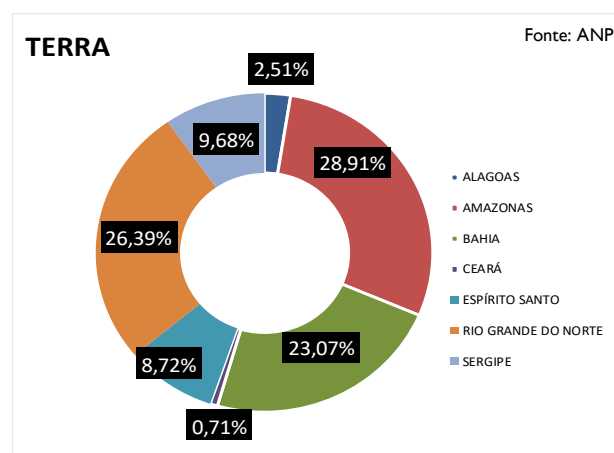


Gráfico 5 - Percentuais de produção de petróleo e LGN em terra, por estado, em dezembro.

PETRÓLEO - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO

Em dezembro foi exportado o volume médio de 1,97 MMbbl/d de petróleo, valor 124,06% superior ao registrado no mês de novembro e 84,56% superior em comparação com dezembro de 2018. Essas exportações renderam ao País US\$ 2,24 bilhões (FOB), valor 128,96% superior ao mês anterior.

No mesmo período foi importado o volume médio de 236 Mbb/d, valor 12,74% superior ao mês de novembro e 20,05% superior em comparação com dezembro de 2018. O dispêndio com essas importações totalizou US\$ 482,25 milhões (FOB), valor 25,49% superior a novembro e 0,08% superior ao registrado no mês de dezembro de 2018. Houve um superávit aproximado de US\$ 2,24 bilhões (FOB) entre a exportação e a importação de petróleo em dezembro.

Em dezembro, o Brasil importou petróleo dos seguintes países: Arábia Saudita (55,4%), Argélia (25,8%) e EUA (18,8%). No mesmo período houve exportação para os seguintes países: China (62,8%), EUA (14,1%), Chile (4,7%), Índia (3,3%), Cingapura (3,1%), Espanha (2,3%) e outros (9,7%).

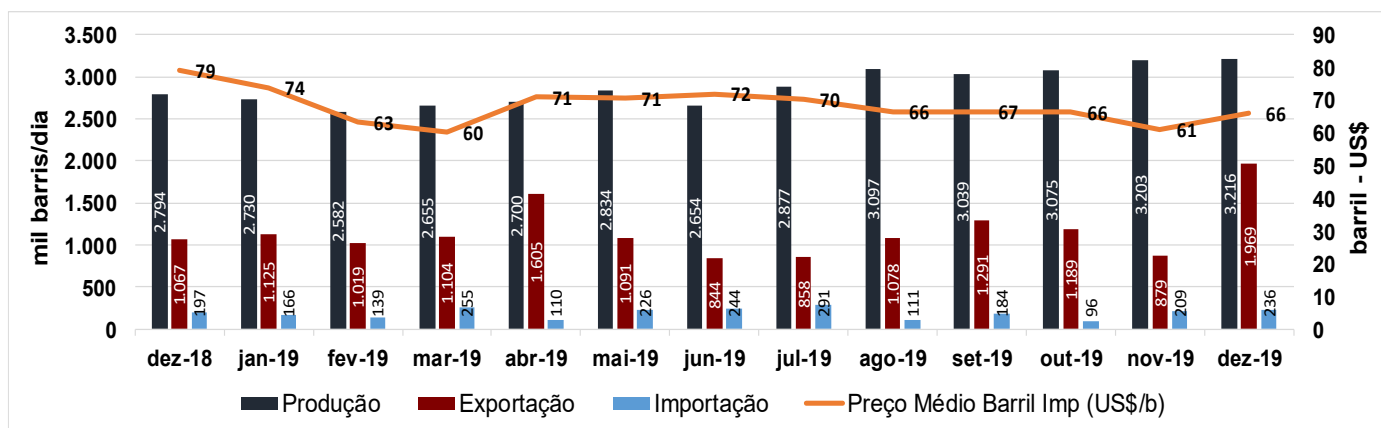


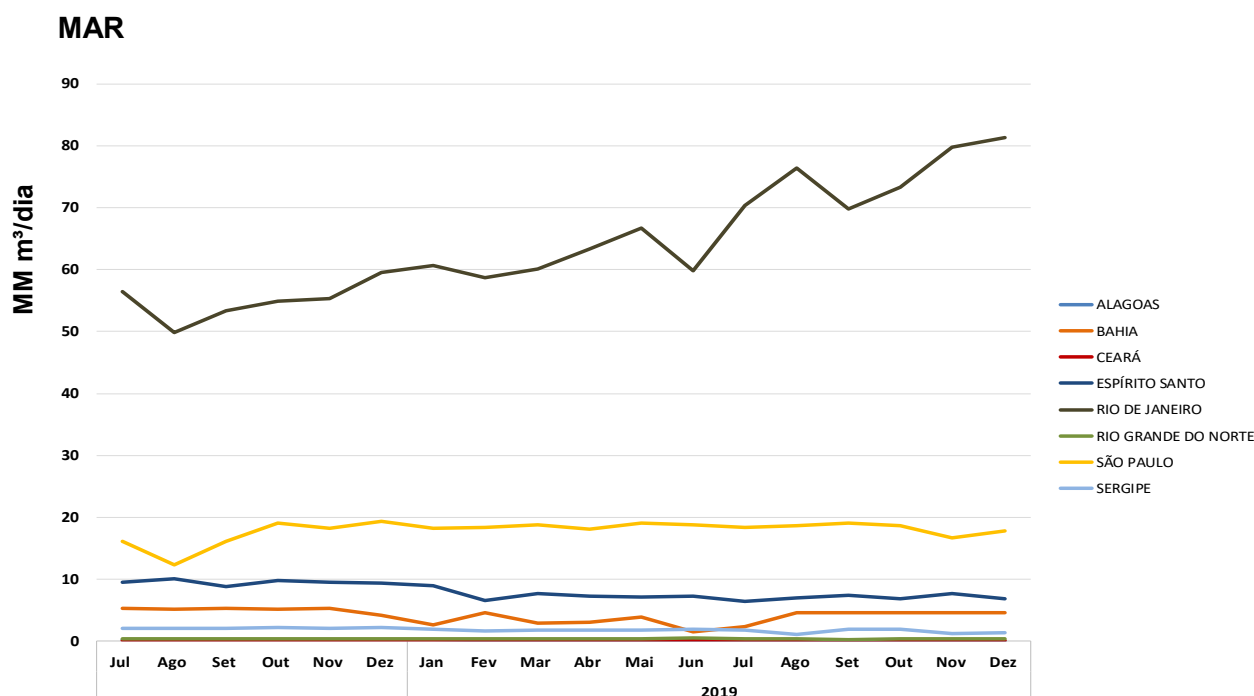
Gráfico 6 - Produção, importação, exportação e preço médio do barril de petróleo importado (Brent) de dezembro de 2018 a dezembro de 2019.

*Informações extraídas do Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo do Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo, Ministério de Minas e Energia, nº 169 janeiro de 2020, página 13.

GÁS NATURAL NOS ESTADOS

Em dezembro, o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 59,04% da produção nacional de gás natural. Os estados de São Paulo e do Amazonas produziram, respectivamente, 12,89% e 10,8% desse total.

Considerando apenas a produção no mar, o Rio de Janeiro produziu 72,5% da produção nacional, seguido por São Paulo, com 15,8% e Espírito Santo, com 6,1%. Em relação à produção exclusivamente em terra, os maiores produtores foram Amazonas, com 58,0%, Maranhão, com 28,2%, Bahia, com 8,0%, Alagoas, com 3,0% e Rio Grande do Norte, com 1,9%.



Fonte: ANP

Gráfico 7 - Produção média diária de gás natural no mar, por estado, nos últimos 18 meses, em MMm³/d.

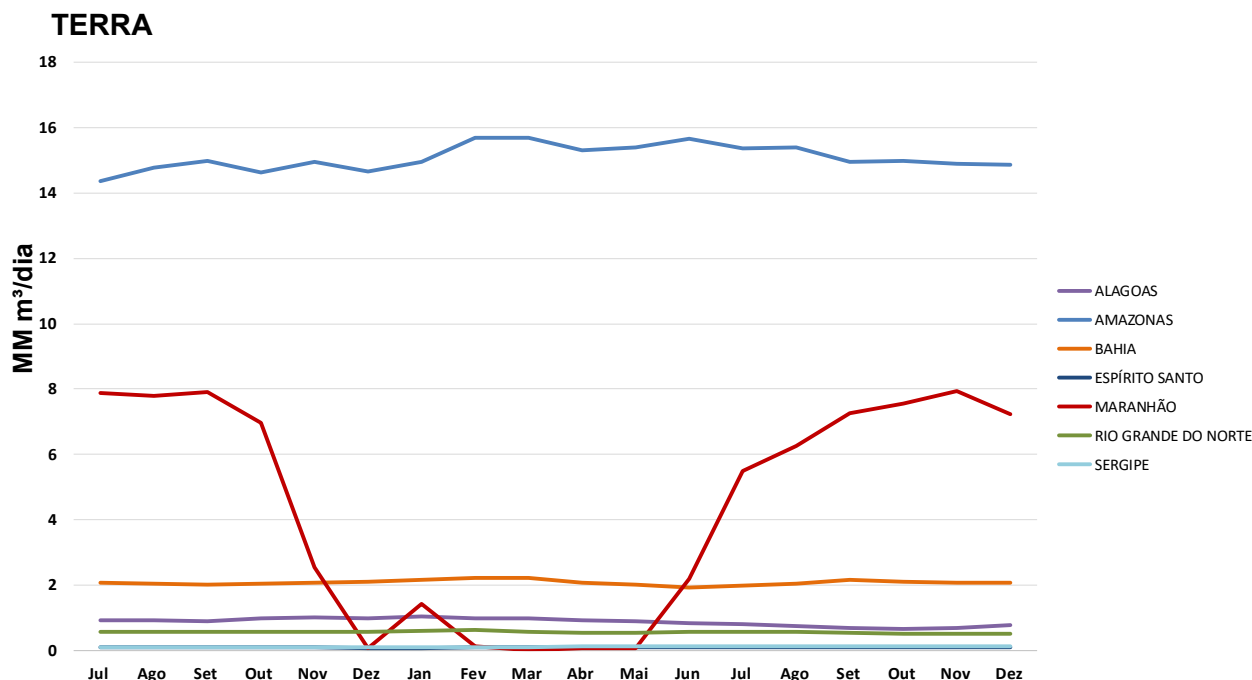


Gráfico 8 - Produção média diária de gás natural em terra, por estado, nos últimos 18 meses, em MMm³/d.

Fonte: ANP

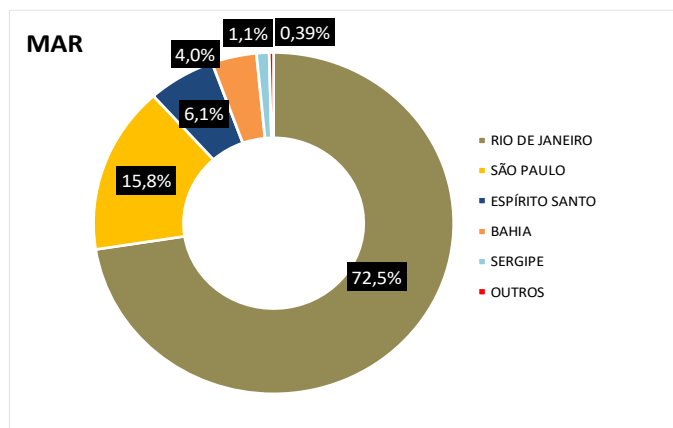


Gráfico 9 - Percentuais de produção de gás natural no mar, por estado, em dezembro.

Fonte: ANP

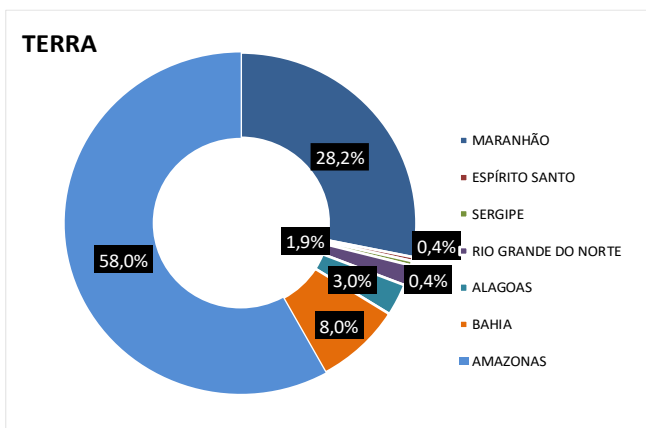


Gráfico 10 - Percentuais de produção de gás natural em terra, por estado, em dezembro.

GÁS NATURAL – IMPORTAÇÃO

A importação média diária de gás natural em dezembro foi de 23,1 MMm³/d. Esse valor foi 44,14% inferior ao mês anterior e 21,36% superior ao registrado em dezembro de 2018.

Essas importações acarretaram o dispêndio de US\$ 137,67 milhões (FOB) no mês de dezembro, valor 45,81% inferior ao mês anterior e 42,98% superior ao contabilizado em dezembro de 2018.

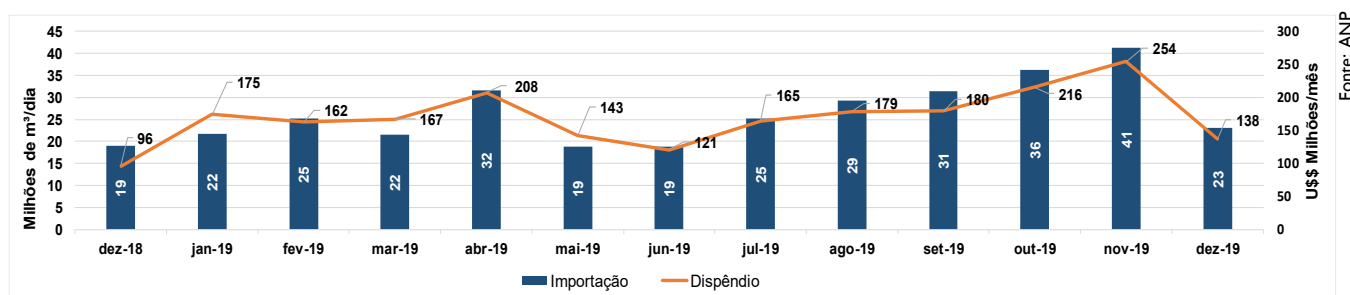


Gráfico II - Gás Natural - Importação de gás natural e dispêndio de dezembro de 2018 a dezembro de 2019.

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Os royalties arrecadados no mês de dezembro somaram R\$ 1,675 bilhão, valor 7,98% inferior ao mês anterior e 23,5% inferior ao de dezembro de 2018. A arrecadação a título de Participações Especiais ocorre trimestralmente e alcançou o valor de R\$ 6,99 bilhões em novembro de 2019, valor 21,15% inferior ao de novembro de 2018.

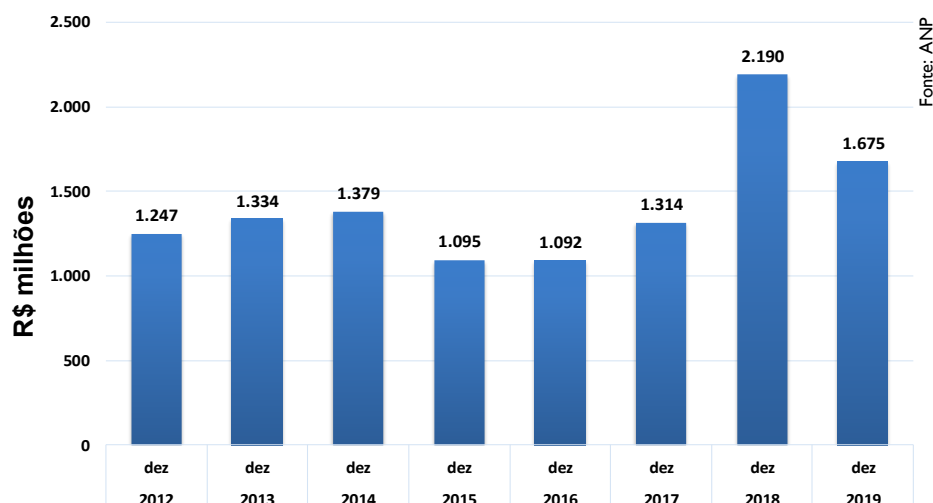


Gráfico 12 - Evolução da arrecadação dos royalties nos meses de dezembro, entre 2012 e 2019.

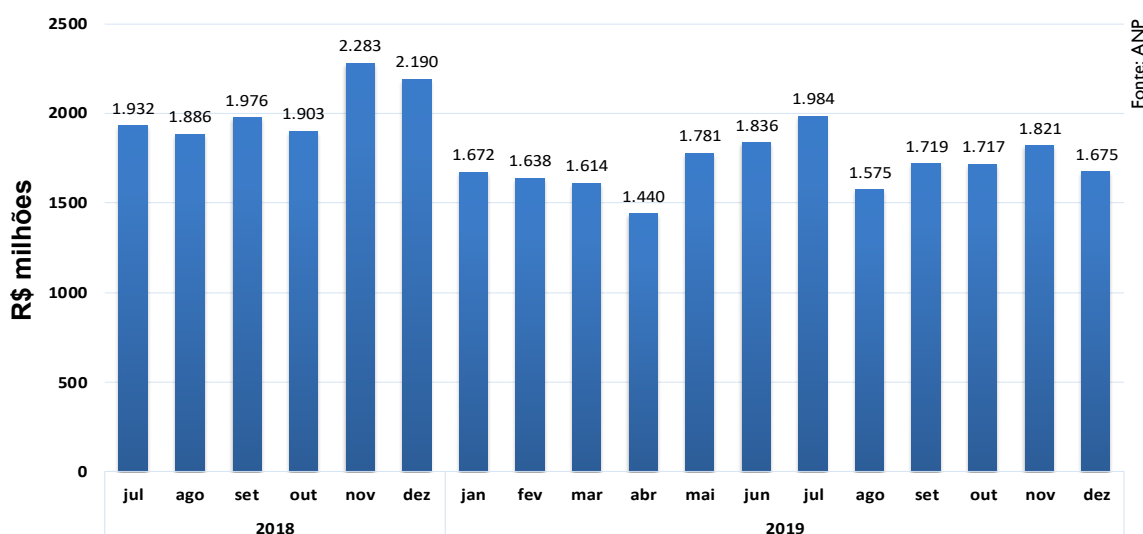


Gráfico 13 - Histórico dos royalties nos últimos 18 meses.

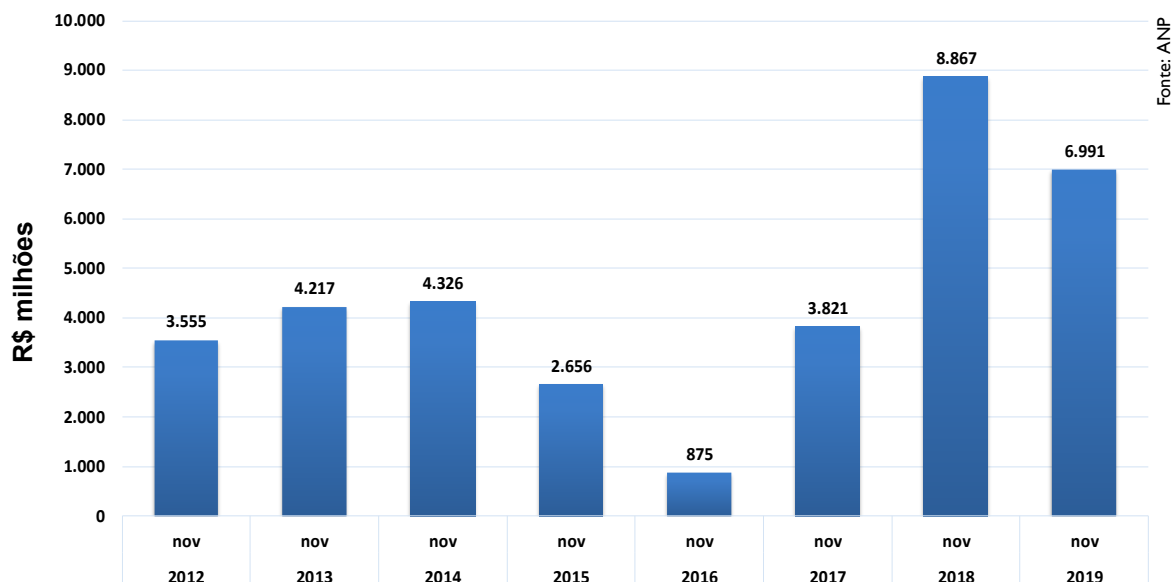


Gráfico 14 - Evolução da arrecadação de Participações Especiais, nos meses de novembro entre 2012 e 2019.

Tabela 3 - Royalties (milhões R\$) com valores mensais de dezembro de 2018 a dezembro de 2019.

ROYALTIES (R\$ milhões)													
Beneficiários	dez-18	jan-19	fev-19	mar-19	abr-19	mai-19	jun-19	jul-19	ago-19	set-19	out-19	nov-19	dez-19
União	674,58	508,84	492,91	483,28	429,79	513,16	520,50	562,43	443,55	472,58	469,02	501,48	466,71
Estados	683,83	525,35	514,63	508,05	454,92	568,76	585,94	634,86	507,38	556,38	560,34	589,87	541,82
Municípios	609,45	732,00	714,51	748,97	720,30	698,96	729,08	637,87	630,06	622,36	555,20	729,41	666,91
Total	1.967,86	1.766,19	1.722,05	1.740,30	1.605,01	1.780,88	1.835,52	1.835,15	1.580,99	1.651,32	1.584,56	1.820,75	1.675,44

Tabela 4 - Participações Especiais (milhões R\$) com valores entre dezembro de 2018 a dezembro de 2019.

PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS (R\$ milhões)													
Beneficiários	dez-18	jan-19	fev-19	mar-19	abr-19	mai-19	jun-19	jul-19	ago-19	set-19	out-19	nov-19	dez-19
União	-	-	3.992,90	-	-	3.561,61	-	4.122,47	3.670,73	-	-	3.495,66	-
Estados	-	-	3.194,32	-	-	2.849,28	-	3.297,97	2.936,59	-	-	2.796,53	-
Municípios	-	-	798,58	-	-	712,32	-	824,49	734,15	-	-	699,13	-
Total	-	-	7.985,81	-	-	7.123,21	-	8.244,94	7.341,46	-	-	6.991,33	-

EQUIPE DO DEPARTAMENTO DE POLÍTICA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Diretor: Rafael Bastos da Silva

Coordenadores: Clayton de Souza Pontes e Lauro Doniseti Bogniotti

Gerente de Projeto: Carlos Agenor Onofre Cabral

Especialista em Políticas Públicas: Antônio Henrique Godoy Ramos

Analistas de Infraestrutura: Diogo Santos Baleeiro, Karla Branquinho dos Santos e Esdras Godinho Ramos

Secretária: Marlucia Rodrigues de Sousa