

O setor petrolífero e gasífero do estado do Rio Grande do Norte: o potencial frente ao processo de venda de ativos

MONALISA DE OLIVEIRA MENDES (Labecopet/Poli/UFRJ)

ROSEMARIE BÖKER BONE (Labecopet/Poli/UFRJ)

Resumo: O estado do Rio Grande do Norte (RN) participou do Plano de Desinvestimento da Petrobras. Em 2023, o Polo Potiguar teve a venda finalizada para a 3R Petroleum (Brava Energia). O artigo visa mapear os elos da cadeia produtiva, a fim de identificar o potencial petrolífero e gasífero do estado e uma possível fragilidade imposta após a privatização do polo. A metodologia foi descritiva e as variáveis se relacionam aos elos da cadeia produtiva do setor petrolífero. O período de análise abrangeu 1970-2024 com dados da ANP, Petrobras e Brava Energia. As conclusões foram: a) os blocos localizados em terra facilitam a exploração e requerem menos investimentos; os campos localizados na parte submersa da bacia possuem uma lâmina d'água inferior a 20 metros, o que propicia a procura por empresas de pequeno e médio porte, uma vez que não exigem expertise em águas profundas b) a privatização da refinaria trouxe aumentos de preços da gasolina e diesel e paradas técnicas de manutenção, retirando a autossuficiência já conquistada. c) a distribuição pode não manter a dinâmica pré-privatização, uma vez que a Brava Energia vem reduzido a quantidade de derivados produzidos pela RPCC. Os postos tiveram crescimento positivo ao longo dos anos.

Palavras-chave: Brasil, Petrobras, Rio Grande do Norte, Plano de Desinvestimento, infraestrutura.

Introdução

O estado do Rio Grande do Norte (RN) participou ativamente do Plano de Desinvestimento da Petrobras. Na lista de venda estavam campos de petróleo e gás natural e o Polo Potiguar; este último de inigualável potencial, por contemplar do poço ao posto.

A partir da ampliação do Polo Gramaré em 2009, o Polo Potiguar tornou o estado do Rio Grande do Norte no ano seguinte, autossuficiente em derivados e fornecedor para o Ceará, Paraíba e Pernambuco. Porém, apesar da robustez do setor petrolífero no estado, o processo de venda de ativos pela Petrobras foi incansável, contando com o aval do governo federal e do agente regulatório à época.

Os blocos de exploração e produção (E&P) de óleo e gás natural participaram das rodadas de licitação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de

1998 a 2021 e desde 2019 estão disponíveis nos ciclos de oferta permanente (COP) de concessão direcionados para as pequenas e médias empresas.

Em 2023, o Polo Potiguar teve o processo de venda finalizado para a empresa 3R Petroleum (atual Brava Energia). Diante das vendas realizadas, este artigo visa mapear os elos da cadeia produtiva, a fim de identificar o potencial petrolífero e gasífero do estado do RN e a possível fragilidade imposta após a privatização do polo. Para atingir o objetivo, o artigo será dividido em 4 seções, além da introdução e conclusão. A primeira seção tratará do mapeamento dos campos onshore e offshore de E&P e detalhará as rodadas de licitação em que os blocos/setores foram arrematados. Na segunda seção será apresentado o setor refino com destaque para a capacidade da Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC) no processamento de óleo e gás natural e o processo de venda do referido polo Potiguar. Na terceira seção se mostrará a logística de transporte dos derivados da origem ao mercado consumidor e na 4ª e última seção, o quantitativo de postos de abastecimento de combustíveis do estado do RN. A metodologia da pesquisa será descritiva a partir de fontes primárias extraídas da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

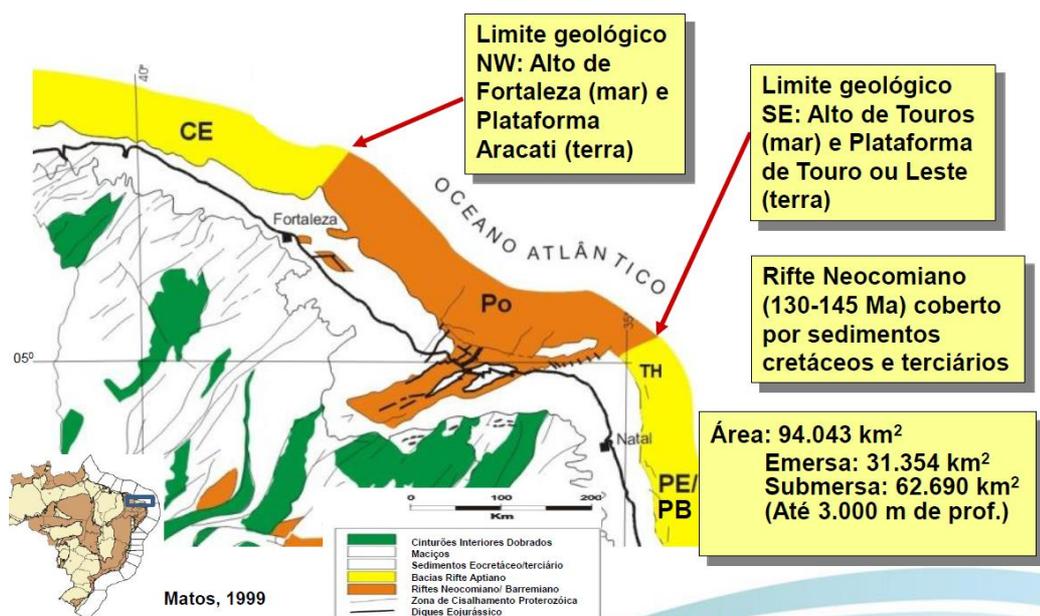
1. Mapeamento e potencial da exploração e produção do estado do Rio Grande do Norte

O objetivo do mapeamento é apresentar primeiramente a bacia de Potiguar que abriga sete campos. Destes, quatro estão no mar: Ubarana, Agulha, Arabaiana e Pescada; e três em terra: Mossoró, Rio Mossoró e Estreito. Logo a bacia Potiguar está localizada no mar e em terra. Num segundo momento, serão analisadas as rodadas de licitação da ANP e a inclusão de campos no ciclo de oferta permanente (COP).

1.1. Bacia Potiguar

A bacia Potiguar está localizada no extremo leste da margem continental brasileira, na porção mais oriental da região nordeste do Brasil. Estende-se pelos estados do Rio Grande do Norte e do Ceará, com uma área sedimentar na porção em terra de aproximadamente 26.700 km² (27,8%), e no mar cerca de 195.400 km² (72,8%). Geologicamente, tem como limites a leste, a bacia Pernambuco-Paraíba, a noroeste, a bacia Ceará e a sul, rochas do embasamento cristalino (ANP, 2017). A figura 1 mostra as delimitações da bacia Potiguar e suas dimensões.

Figura 1 – Delimitações da bacia Potiguar



Fonte: ANP, 2024d *apud* Matos, 1999.

Em dezembro de 2016, a bacia Potiguar registrou com 90% de certeza de recuperação (1P) 190 milhões de barris de petróleo e 1,7 bilhão de metros cúbicos (m³) de gás natural. Em março de 2017, produziu um total de 51.476 barris por dia (bbl/dia) de petróleo e 1.235 milhão de metros cúbicos por dia (m³/dia) de gás natural, posicionando-se na quarta maior produção do país (ANP, 2017). Em 2022, a bacia contou com 83 campos em produção, 18 em devolução e 5 em desenvolvimento.

Com data de 2022, as estimativas de reservas provadas com 3 níveis de certeza (1P, 2P e 3P) estão na tabela 1.

Tabela 1 – Reservas provadas de petróleo e gás natural da bacia Potiguar, 2022

Porção	Petróleo (milhões de barris)				Gás natural (milhões de barris)			
	Reservas 1P	Reservas 2P	Reservas 3P	Recursos Contingentes	Reservas 1P	Reservas 2P	Reservas 3P	Recursos contingentes
<i>Onshore</i>	137,31	169,25	185,53	46,65	2.394,49	2.597,46	2.628,48	84,02
<i>Offshore</i>	61,04	83,96	90,47	0,11	1.739,94	2.209,03	2.383,08	135,68
Total	198,35	253,21	275,99	46,76	4.134,43	4.806,49	5.011,56	219,70

Fonte: ANP, 2022b.

Nota: Reservas Provadas (1P): 90% de certeza de recuperação; Reservas Provadas + Prováveis (2P): 50% de certeza; Reservas Provadas + Prováveis + Possíveis (3P): 10% de certeza (SARAIWA, 2013). As reservas com incertezas 1P, 2P e 3P são descobertas comerciais conforme o estado tecnológico e econômico do momento da avaliação. Os recursos Contingentes são quantidades de petróleo ou gás natural potencialmente recuperável, de reservatórios descobertos, por meio de projetos de desenvolvimento, mas cuja produção, na data de referência do Boletim Anual de Reservas (BAR), não é comercialmente viável devido a uma ou mais contingências (ANP, 2019a).

Verifica-se na tabela 1 que as reservas de petróleo 3P registram aumento de 39% em relação as 1P; as reservas 3P em relação as 1P para o gás natural estão em 21%. Portanto, há maiores possibilidades de se obter óleo *onshore* e *offshore* do que de gás natural. Os recursos contingentes estão em maiores quantidades para o óleo *onshore* e para o gás natural *offshore*; adicionalmente, estão em maior quantidade para o gás em detrimento do óleo no total. Isso permite inferir que há maiores perspectivas para o gás no futuro.

A bacia Potiguar possui 7 campos, 4 no mar - Ubarana, Agulha, Arabaiana e Pescada e 3 em terra - Mossoró, Rio Mossoró, Estreito. As subseções a seguir irão fornecer informações sobre o potencial de cada campo.

1.2. Campos de Exploração & Produção

No mar, o campo Ubarana foi descoberto em 1973; o campo Agulha em 1975; em 1980, o campo Pescada e em 1986, o campo Arabaiana. Em terra, o campo Mossoró foi descoberto em 1979; o Rio Mossoró em 1984 e o campo Estreito em 1982 (ANP, vários anos). Ou seja, o potencial de E&P de óleo e gás natural do RN iniciou na década de 70, há 50 anos.

1.2.1. Ubarana

O campo Ubarana iniciou a produção de óleo em 1976, tendo a Petrobras como operadora e cujo contrato não tem previsão de término. O campo possui lâmina d'água de 12 e 17 metros e localiza-se a cerca de 13 km da costa do município de Guamaré.

De 1976 a abril de 2015, o campo registrou 131 poços perfurados, sendo 47 produtores e 18 injetores. Do total de poços, a produção acumulada até dezembro de 2014 encontra-se na tabela 2.

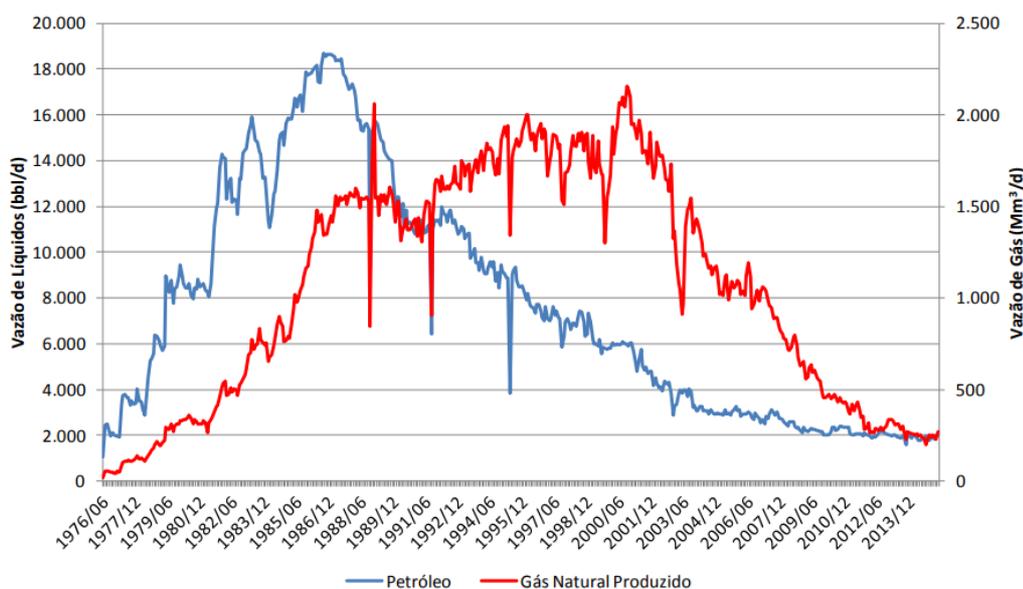
Tabela 2 – Produção acumulada de óleo e gás natural do campo Ubarana, 2014

Produção acumulada	2014
Petróleo (milhões de barris)	107,447
Gás Natural (milhões de m ³)	15.057,052

Fonte: ANP, 2016a.

O campo Ubarana registra histórico de produção de óleo e gás desde junho de 1976 a dezembro de 2014 vide figura 2.

Figura 2 – Produção de óleo e gás natural do campo Ubarana, 1976-2014



Fonte: ANP, 2016a.

A produção de petróleo do campo apresenta declínio após o pico ocorrido em 1986, já a produção de gás natural registrou dois picos, o primeiro em 1989 e o segundo em 2001 e após um processo de declínio. O gás natural de 1986 a 2000 teve algumas oscilações, porém com tendência a estabilidade entre 12.000 a 14.500 bbl/d (última informação).

1.2.2. Agulha

O campo Agulha iniciou a produção em 1979, tendo o óleo como o seu principal fluido. A Petrobras é a operadora do contrato e não há previsão de término. Está localizado a 150 km noroeste da cidade de Natal com área de 19,963 km² e lâmina d'água aproximada de 15 metros.

A produção de óleo e gás é obtida mediante o processamento primário simples, quando há a separação do óleo, gás e demais elementos químicos quando alcançam a superfície e em 1984 e 2010 houve a injeção de água para uma recuperação de óleo e gás em maiores quantidades. Em maio de 2016 foram perfurados 31 poços, sendo 2 produtores.

O volume *in place* de óleo no reservatório calculado em condições padrão foi de 5,59 milhões m³ e 474,46 milhões m³ de gás associado. A produção acumulada até 31 de dezembro de 2015 consta na tabela 3.

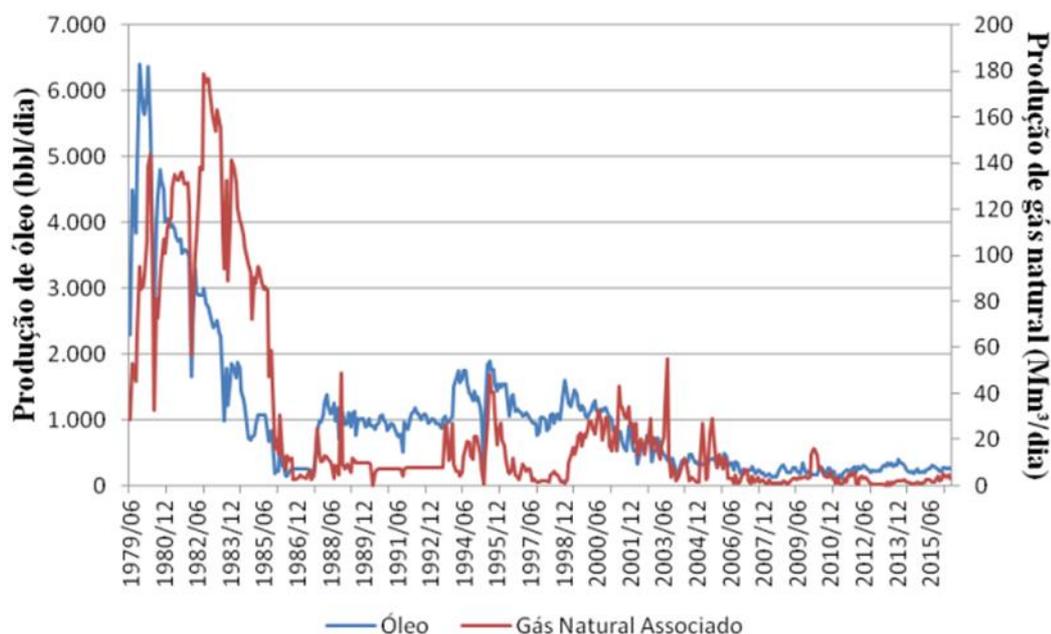
Tabela 3 – Produção acumulada de óleo e gás associado do campo Agulha, 2015

Produção Acumulada	2015
Óleo (milhões de m ³)	2,24
Gás Associado (milhões de m ³)	344,36

Fonte: ANP, 2016b.

O campo Agulha registra histórico de produção de óleo e gás de junho de 1979 a junho de 2015 está na figura 3.

Figura 3 - Produção de óleo e gás natural do campo Agulha, 1979-2015



Fonte: ANP, 2016b.

A produção de óleo do campo apresenta declínio após pico ocorrido em 1979, com algumas recuperações em 1994-1995 e 1998. O gás natural, após o pico de 1983 registrou alguns novos picos de produção em 1988, 1995 e 2003-2006. A partir de 1988 e 2006, a produção de óleo e gás natural não apresentou recuperação, situando-se abaixo de 1.000 bbl/d e 20 Mm³/d, respectivamente (última informação).

1.2.3. Pescada

O campo Pescada iniciou a produção em 1999, tendo o gás natural como o seu principal fluido. A Petrobras é a operadora e a Op Pescada Óleo e Gás Ltda. está como concessionária do contrato sem término previsto. O campo está localizado a 31 km da costa de Areia Branca, município do Rio Grande do Norte e possui lâmina d'água de 19 metros.

Até janeiro de 2016 foram perfurados 17 poços, sendo 6 produtores. O volume de reservas *in place* de óleo naquele ano foi de 2,33 milhões de m³ e de gás associado de 3769,18 milhões de m³ e de gás não associado de 3881,57 milhões de m³. A produção acumulada até 31 de dezembro de 2015 consta na tabela 4.

Tabela 4 – Produção acumulada de óleo e gás natural do campo Pescada, 2015

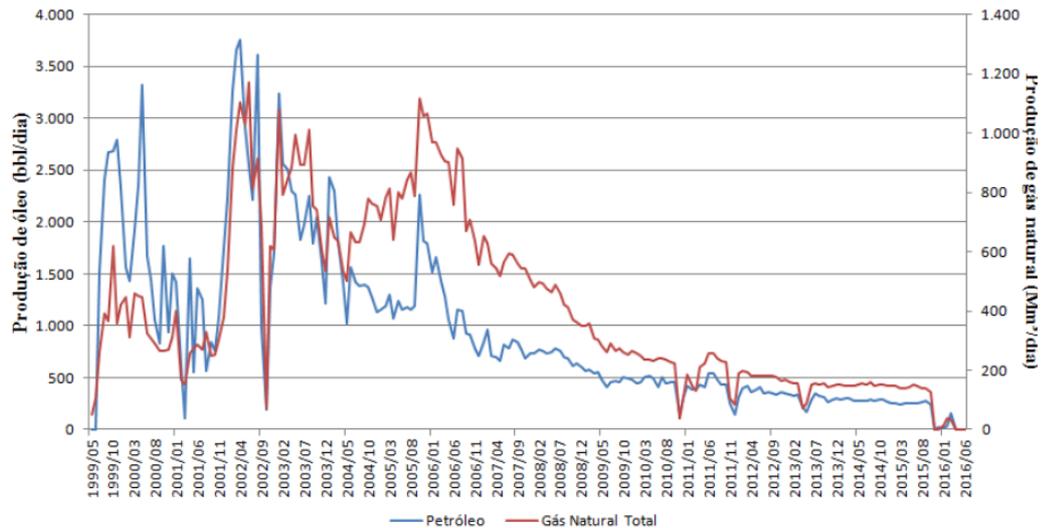
Produção Acumulada	2015
Óleo (milhões de m ³)	0,25
Gás Associado (milhões de m ³)	2165,11

Gás não Associado (milhões de m ³)	396,66
--	--------

Fonte: ANP, 2016c.

O campo Pescada registra histórico de produção de óleo e gás desde maio de 1999 a junho de 2016, vide figura 4.

Figura 4 - Produção de óleo e gás natural do campo Pescada, 1999-2016



Fonte: ANP, 2016c.

Verifica-se que a produção de óleo decresceu em 2001, após o pico de 2000, caracterizado como o maior da série. Outros picos menores ocorreram para o óleo, mas após 2006, o declínio não foi revertido. Para a produção de gás natural há um decréscimo de 1999-2001 seguido de três picos de produção. O primeiro em 2002, o segundo em 2003 e o terceiro e último em 2006. Para o óleo e para o gás natural, a queda na produção ocorreu simultaneamente de 2006 a 2016 (última informação registrada).

1.2.4. Arabaiana

O campo Arabaiana teve produção iniciada em agosto de 2002, tendo o óleo como o fluido principal. O campo localiza-se a 31km da costa do município de Areia Branca, município do Rio Grande do Norte, com uma lâmina d'água de 25m.

A Petrobras detém 65% e Op Pescada Óleo e Gás Ltda 35% na posição de concessionária e o contrato não tem previsão de término.

Até janeiro de 2016 foram perfurados 13 poços e somente 3 produtores. O volume de reservas *in place* de óleo foi de 12,69 milhões de m³, de condensado de 1,43 milhões de m³, de gás associado de 1868,75 milhões de m³ e de gás não associado de 6906,78 milhões de m³. A produção acumulada até 31 de dezembro de 2015 consta na tabela 5.

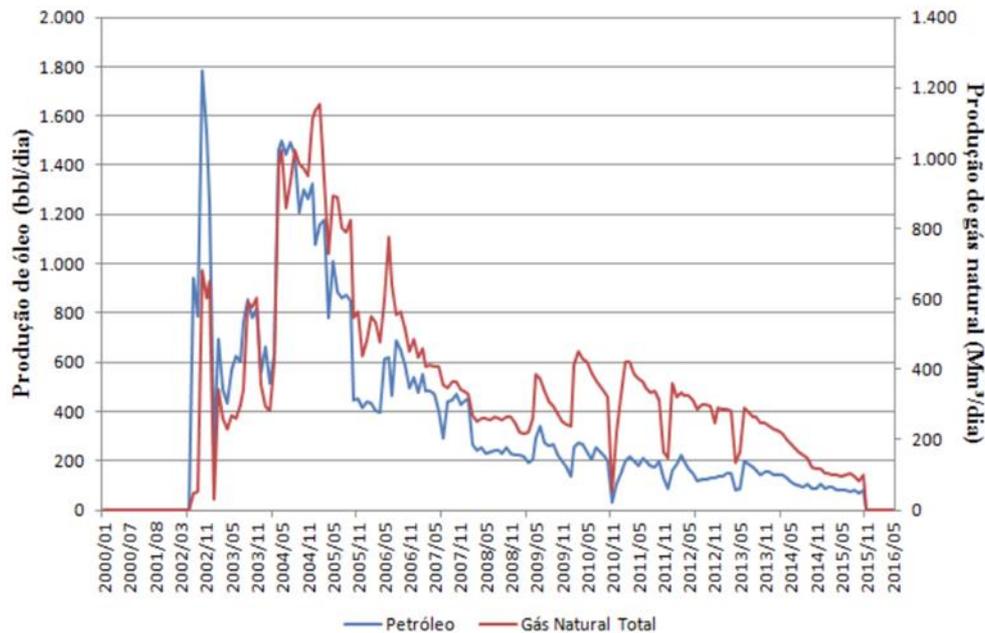
Tabela 5 – Produção acumulada de óleo e gás natural no campo Arabaiana, 2015

Produção Acumulada	2015
Óleo (milhões de m ³)	0,04
Condensado (milhões de m ³)	0,28
Gás Associado (milhões de m ³)	19,64
Gás não Associado (milhões de m ³)	1824,62

Fonte: ANP, 2016d.

O campo Arabaiana registra histórico de produção de óleo e gás desde janeiro de 2000 a maio de 2016, vide figura 5.

Figura 5 - Produção de óleo e gás natural do campo de Arabaiana, 2000-2016



Fonte: ANP, 2016d.

A produção de óleo registrou dois grandes picos: 2002 e 2004, os demais picos foram menores, resultado da aplicação de métodos de recuperação da produção (injeção de água ou gás no reservatório). A partir de 2006, a linha de tendência mostra que há trajetória de declínio até a última informação da série. Para o gás natural, verifica-se um comportamento da produção semelhante ao do óleo, com três grandes picos em 2002, 2004-2005 e 2006, seguido por outros picos menores a partir de 2009. A linha de tendência da produção de gás natural mostra que há trajetória de declínio até a última informação da série.

1.2.5. Mossoró

O campo Mossoró iniciou a produção em 1980, sendo o óleo o principal fluido. Encontra-se em produção e a Petrobras é a operadora do contrato com término previsto para 2050. Está localizado dentro da zona urbana da cidade de Mossoró, a cerca de 250 km de distância da cidade de Natal. Até junho de 2020, o campo teve perfurados um total de 112 poços, sendo apenas 11 produtores. Desses poços perfurados, a produção acumulada até 31 de dezembro de 2019 encontra-se na tabela 6.

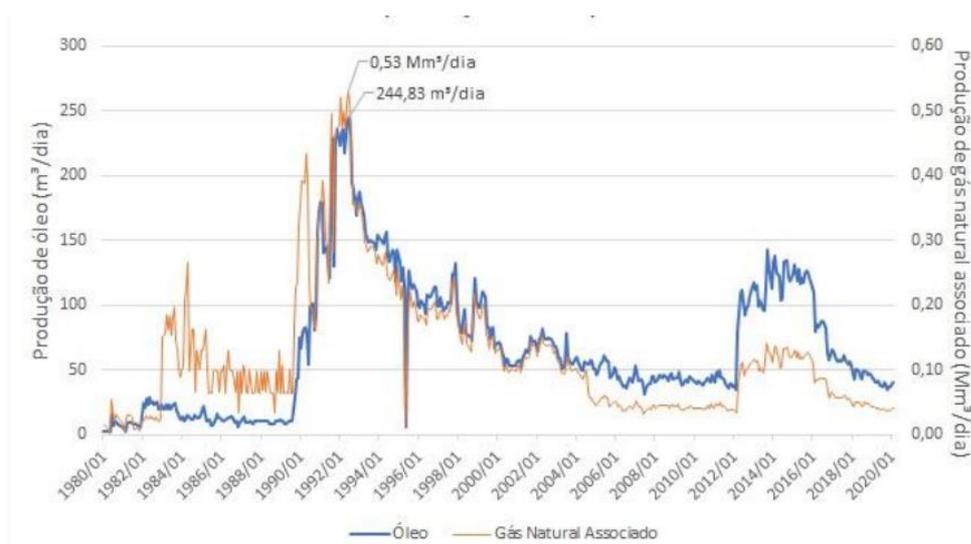
Tabela 6 – Produção acumulada de óleo e gás no campo Mossoró, 2019

Produção Acumulada	2019
Óleo (milhões de m ³)	7,03
Gás associado (milhões de m ³)	11,51

Fonte: ANP, 2020b.

O campo Mossoró registra histórico de produção de óleo e gás de janeiro de 1980 a janeiro de 2020 conforme figura 6.

Figura 6 - Produção de óleo e gás natural do campo Mossoró, 1980-2020



Fonte: ANP, 2020b.

A produção de óleo registrou picos de produção entre 1992 e 1994 e uma recuperação entre 2012-2016. O gás natural associado apresentou um comportamento semelhante ao óleo, porque após os picos de 1992-1994 só registrou novo aumento da produção em 2012-2016. A partir de 2016, o declínio da produção de óleo e gás natural foi acentuado até janeiro de 2020 (última informação da série).

1.2.6. Rio Mossoró

O campo Rio Mossoró iniciou a produção em maio de 1984, sendo o óleo o principal fluido. Encontra-se em produção e a Potiguar E&P é a operadora com término do contrato previsto para 2052 sem prorrogação.

O campo está localizado a 296 km da cidade de Natal. É considerado um reservatório pequeno, com baixa produção de óleo (principal fluido) e o gás não é aproveitado comercialmente.

Em setembro de 2023, o campo Rio Mossoró perfurou 8 poços, sendo 1 produtor, que registrou produção acumulada até 31 de dezembro de 2022 conforme a tabela 7.

Tabela 7 – Produção acumulada de óleo e gás do campo Rio Mossoró, 2022

Produção Acumulada	2022
Óleo (milhões de m ³)	0,11
Gás Associado (milhões de m ³)	8,79

Fonte: ANP, 2023a.

O campo Rio Mossoró tem histórico de produção de óleo e gás natural associado de maio de 1984 a agosto de 2022 vide figura 7.

Figura 7 - Produção de óleo e gás natural do campo Rio Mossoró, 1984-2022



Fonte: ANP, 2023a.

A produção de óleo e gás natural apresentam comportamento semelhante, com picos de produção em 1985, 1989, 1991, 2001, 2003 e 2014. A linha de tendência mostra que há trajetória de crescimento da produção até 2018 e após declínio expressivo.

1.2.7. Estreito

O campo Estreito iniciou a produção em 1982, tendo o óleo como o principal fluido. A Petrobras é a operadora do contrato com término em 2052. Está localizado a 180 km da cidade de Natal.

Até junho de 2019, o campo teve perfurados um total de 2025 poços, destes 1101 produtores e 193 injetores, estes últimos com a tarefa de injetar água, gás ou outros fluidos para o aumento da pressão ou produção do referido poço. A produção acumulada dos poços até 31 de dezembro de 2018 encontra-se na tabela 8.

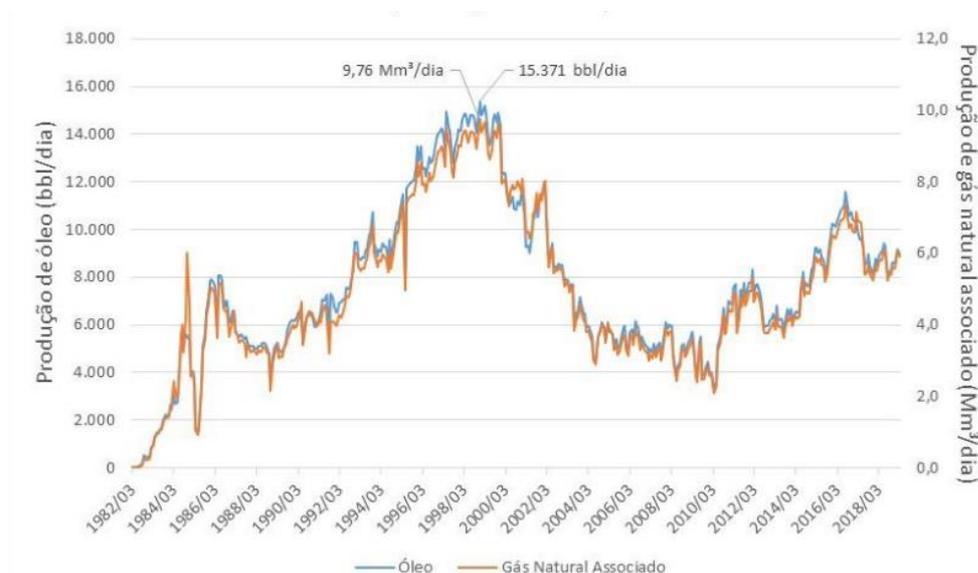
Tabela 8 – Produção acumulada de óleo e gás no campo Estreito, 2018

Produção Acumulada	2018
Óleo (milhões de m ³)	16,26
Gás associado (milhões de m ³)	65,89

Fonte: ANP, 2019c.

O campo Estreito registra histórico de produção de óleo e gás desde março de 1982 até março de 2018, vide figura 8.

Figura 8 - Produção de óleo e gás natural do campo Estreito, 1982-2018



Fonte: ANP, 2019c.

A produção de óleo e gás natural associado registrou picos em 1984, 2000, 2012 e 2016, sendo o maior em 2000. O declínio mais representativo da produção ocorreu no período de 2000 a 2010. Após o pico de 2016, mediante métodos de recuperação, o declínio da produção de óleo e gás natural foi acentuado até janeiro de 2020 (última informação da série).

Os blocos localizados em terra facilitam a exploração e requerem menos investimentos; porém, os campos localizados na parte submersa da bacia possuem uma lâmina d'água inferior a 20m (águas rasas), o que propicia a procura por empresas de pequeno e médio porte, uma vez que não exigem *expertise* em águas profundas.

1.3. Rodadas de licitação da ANP

A bacia Potiguar participou da grande maioria das rodadas promovidas pela ANP, com exceção da 8^a., 12^a. e 16^a. vide tabela 9.

Tabela 9 – Rodadas em que a bacia Potiguar esteve presente, 1998-2021

Rodadas de Licitações	Datas
1 ^a	18/02/1998
2 ^a	30/09/1999
3 ^a	19/10/2000
4 ^a	30/10/2001
5 ^a	05/11/2002
6 ^a	11/12/2003
7 ^a	14/04/2005
9 ^a	23/07/2007
10 ^a	18/09/2008
11 ^a	25/01/2013
13 ^a	12/06/2015
14 ^a	18/05/2017
15 ^a	26/01/2018
17 ^a	07/10/2021

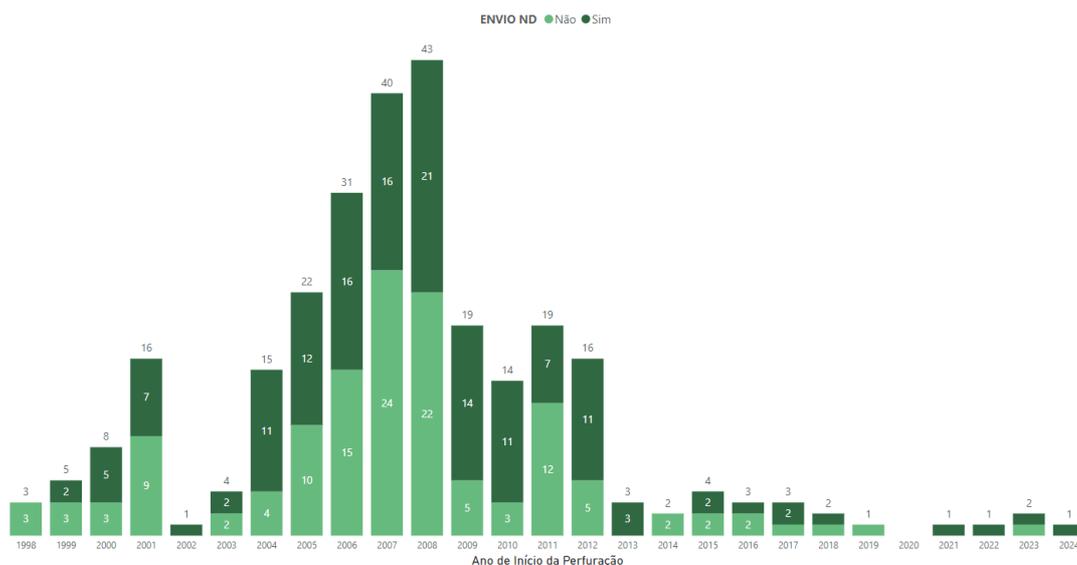
Fonte: ANP.

De 1998 a 2021, são 160 blocos sob contrato, divididos em 151 (94,4%) em terra e 9 (5,6%) no mar. Em terra são 4,2 mil km² (36,5%) e no mar são 7,4 mil km² (63,5%) (ANP, 2024b).

Considerando dados da ANP (2024c), a quantidade de blocos perfurados de 1998 a 2024 somam 280.

Na tabela 10 estão o quantitativo de blocos perfurados com descobertas e sem descobertas.

Tabela 10 – Blocos perfurados na bacia Potiguar, 1998-2024



Fonte: ANP, 2024c.

De 1998 a 2024 foram perfurados 280 poços, destes 130 sem descobertas e 150 com descobertas. Os anos de maior relevância em termos de descobertas foram 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010 e 2012. De 2013 a 2024, 24 poços foram perfurados e destes 14 (58%) tiveram descobertas, enquanto 10 (42%) poços sem descobertas.

1.4. Ciclos de Oferta Permanente de Concessão

No 1º. Ciclo de oferta permanente (COP) de concessão ocorreu em 2019. A bacia Potiguar teve 19 blocos arrematados no setor SPOT-T2 (7 blocos) e SPOT-T4 (12 blocos). O total arrecadado foi de R\$ 3710.324 dividido em R\$ 1.500.415 para SPOT-T2 e R\$ 2.209.909 para SPOT-T4 (ANP, 2019b).

O 2º. COP de concessão ocorreu em 2020, quando a bacia Potiguar teve arrematado 1 bloco no setor SPOT-T4 (POT-T-702) no valor de R\$ 100.000 (ANP, 2020a).

O 3º. COP de concessão foi realizado em 2022 e foram arrematados no setor SPOT-T2 o valor de R\$ 168.000 referentes a 3 blocos: POT-T-352, POT-T-391, POT-T-474. Para o setor SPOT-T3 foi arrecadado o valor de R\$ 1298.000 para os 11 blocos: POT-T-281, POT-T-304, POT-T-326, POT-T-327, POT-T-353, POT-T-354, POT-T-355, POT-T-393, POT-T-435, POT-T-436, POT-T-437. Para o bloco POT-T-437 foi oferecido com o maior bônus de assinatura R\$ 700.000 e Programa Exploratório Mínimo em unidades de trabalho - PEM (UT). O setor SPOT-T4 arrecadou R\$ 448.000 para 8 blocos: POT-T-520, POT-T-605, POT-T-608, POT-T-609, POT-T-654, POT-T-655, POT-T-696, POT-T-697. Por fim, o setor SPOT-T5 arrecadou R\$ 150.000 para 3 blocos: POT-T-524, POT-T-525, POT-T-568 (ANP, 2022a).

O 4º. COP de concessão ocorreu em 2023. A bacia Potiguar teve os setores SPOT-T2, T3, T4, T5, T1B arrematados num total de 107 blocos. O SPOT-T2 com 13 blocos no valor total de R\$ 663.000; SPOT-T3 com 18 blocos no valor total de R\$ 1.016.000, SPOT-T4 com 49 blocos e valor total arrecadado de R\$ 2600.000, T5 com 16 blocos no

valor total arrecadado de R\$ 865.000 e T1B com 11 blocos no valor de R\$ 561.000 (ANP, 2023b).

As empresas vencedoras no 1º. COP foram Geopark Brasil, Imetame, Phoenix e Petro-Victory, está última arrematou 15 dos 19 blocos. No 2º. COP, a empresa vencedora foi Petrorecôncavo. No 3º. COP, as empresas vencedoras foram: Petro-Victory com 19 blocos e 3R com 6 blocos. No 4º. COP, 99 blocos foram arrematados pela Elysian Petroleum, 2 pela Petrorecôncavo, 3 pela Petro-Victory e 3 pela 3R (ANP, 2019b; 2020a; 2022a; 2023b).

1.5. Considerações Parciais 1

A bacia Potiguar é subdividida em duas, Potiguar Terra e Potiguar Mar, a qual possui mais de blocos campos exploratórios, com descobertas datadas a partir da década de 70. Todos os campos (Ubarana, Agulha, Pescada, Arabaiana) no mar estão em produção e possuem a Petrobras como operadora, sem término de contrato. Em terra tem-se os campos Mossoró, Rio Mossoró e Estreito, todos com término de contrato próximo a 2050. Com exceção do campo Rio Mossoró que tem como a Potiguar E&P S.A como operadora, os demais são operados pela Petrobras desde a descoberta.

A bacia Potiguar participou de todas as rodadas de licitação, com exceção da 8ª, 12ª, e 16ª. A partir de então, consta nos Ciclos de Oferta Permanente (1º., 2º., 3º. e 4º.) de concessão da ANP. No 1º. COP teve 19 blocos arrematados, 2º. COP 1 bloco, 3º. COP 25 blocos e 4º. COP 107 blocos. Viu-se que de 1998 a 2024, 280 poços foram perfurados, sendo 130 sem descobertas e 150 com descobertas.

Os blocos localizados em terra facilitam a exploração e requerem menos investimentos; porém, os campos localizados na parte submersa da bacia possuem uma lâmina d'água inferior a 20m (águas rasas), o que propicia a procura por empresas de pequeno e médio porte, uma vez que não exigem *expertise* em águas profundas.

2. Setor de Refino e Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGN

O estado do Rio Grande do Norte possui uma refinaria – conhecida como refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC) localizada no polo industrial Petrobras Guamaré, a 177 km de distância da capital Natal. A figura 9 apresenta o mapa da região nordeste e a localização da refinaria RPCC.

Figura 9– Mapa da região Nordeste, estado do Rio Grande do Norte e a localização da RPCC



Fonte: Brava Energia, 2024.

A refinaria está situada na cidade de Guamaré e foi inaugurada em 2009, a partir do Polo industrial de Guamaré. A figura 10 mostra a vista panorâmica da refinaria.

Figura 10 – Vista Panorâmica da RPCC, 2010



Fonte: Brava Energia, 2024.

A refinaria é composta de quatro unidades: duas unidades de instalação atmosférica (U-260 e U-270 – diesel e QVA), uma unidade de tratamento cáustico regenerativo (U-280) e uma unidade de produção de gasolina (UGG- U-280-A).

A RPCC refina o petróleo pesado da bacia de Campos e leve do pré-sal, o que lhe permite produzir diesel, nafta petroquímica, querosene de aviação e gasolina automotiva. Sua

capacidade instalada tornou o estado do RN o único do país autossuficiente na produção de todos os tipos de derivados do petróleo (BRAVA ENERGIA, 2024), porque atende também os mercados do Ceará e Paraíba, com capacidade de 39,6 mil barris de óleo por dia.

A refinaria faz parte do ativo industrial de Guamaré e do polo Potiguar, que pertencia a Petrobras até 2021. Em fevereiro de 2022, a Petrobras assinou contrato de venda do Polo Potiguar para a 3R Petroleum (atual Brava Energia) por US\$ 1,38 bilhão. Em 07 de junho de 2023, a ANP aprovou a transferência de 100% do Polo Potiguar para a 3R Petroleum (Brava Energia).

A venda do polo Potiguar refere-se a um conjunto que abrange: 22 concessões de campos de produção terrestres e em águas rasas, a infraestrutura de processamento, a Refinaria Potiguar Clara Camarão, o Terminal Aquaviário de Guamaré, a logística, o armazenamento, o transporte e o escoamento de petróleo e gás natural da bacia Potiguar.

A Brava Energia assumiu a operação dos ativos no dia 08 de junho de 2023 e desde então vem praticando sucessivos aumentos de preços da gasolina e diesel, por estarem alinhados ao preço do óleo no mercado internacional e paradas técnicas de manutenção, esta última retirando a autossuficiência já conquistada (TRIBUNA DO NORTE, 2024).

2.1. Considerações Parciais 2

O estado do Rio Grande do Norte possui uma refinaria localizada no polo industrial de Guamaré, a RPCC (atual Brava Energia), que pode refinar o petróleo pesado da bacia Campos e leve do pré-sal, o que lhe permite produzir todos os tipos de derivados do petróleo, e tornou o estado do Rio Grande do Norte o único autossuficiente na produção de derivados do petróleo do país.

A despeito deste potencial da refinaria, a venda para 3R Petroleum em 2022/2023 engloba outros ativos inclusos no polo Potiguar.

3. Distribuição

No estado do Rio Grande do Norte existe um complexo com estrutura para receber, armazenar e distribuir derivados do petróleo. Neste complexo há bases, terminais e armazéns dispostos estrategicamente para atender a demanda local por combustíveis.

3.1. Distribuição de Petróleo

A produção de petróleo do estado tem 55% do total refinado na RPCC. O óleo chega via oleoduto ou cabotagem e o restante do óleo é refinado na Refinaria Mataripe localizada na Bahia.

3.2. Distribuição de Derivados

A distribuição de derivados da RPCC é regional, ou seja, a refinaria supre o mercado local e as demandas dos mercados do Ceará, Paraíba e Pernambuco.

O gás natural, especificamente, é transportado por gasodutos até a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) da RPCC e para as cidades de Fortaleza/CE (Gasoduto GASFOR) e Cabo de Santo Agostinho/PE (Gasoduto NORDESTÃO). O gás natural que chega na RPCC/UPGN é processado e são extraídas as frações líquidas do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). O GLP produzido atende integralmente as demandas do mercado do Rio Grande do Norte e o restante é enviado para o Ceará.

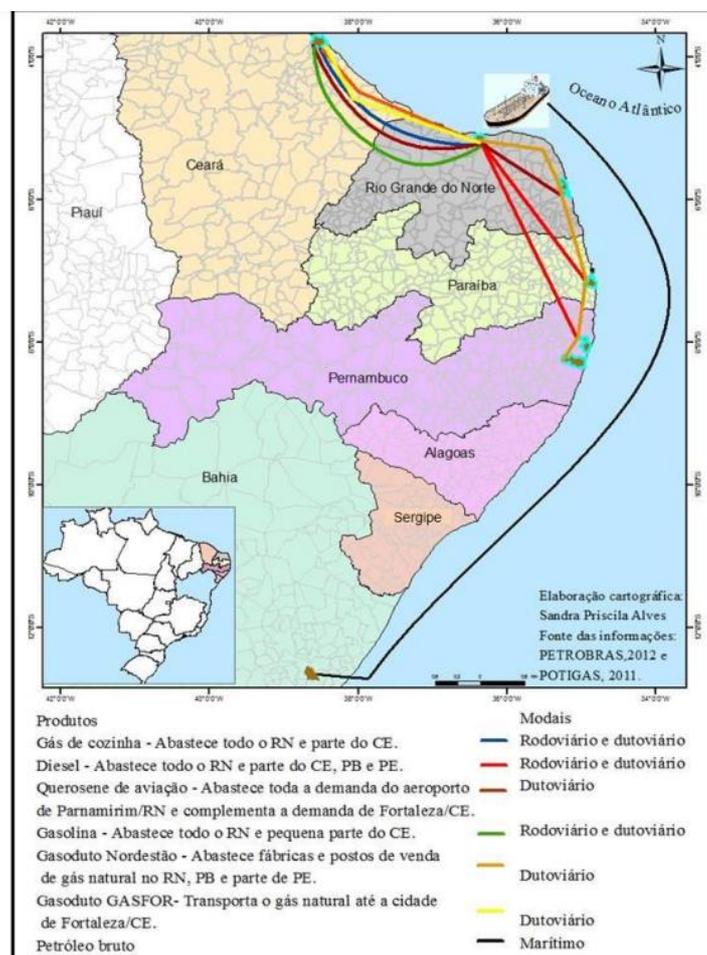
A gasolina produzida na RPCC é produzida em quantidade suficiente para atender integralmente a demanda de mercado do Rio Grande do Norte e outros estados da região nordeste. Ela é enviada por transporte dutoviário para os distribuidores.

A produção de diesel da RPCC também atende integralmente o mercado do Rio Grande do Norte e os estados do Ceará, Paraíba e Pernambuco.

O querosene de aviação (QAV) produzido pela RPCC é distribuído para atender as demandas dos aeroportos de Parnamirim/RN e de Fortaleza/CE.

Na figura 11 mostra o sistema de transporte e o destino dos derivados produzidos pela RPCC.

Figura 11 – Distribuição dos derivados produzidos pela RPCC



Fonte: Alves, 2012.

3.3. Considerações parciais 3

Cinquenta e cinco por cento do óleo cru produzido no RN é transportado para a RPCC via cabotagem, oleodutos e gasodutos. O restante da produção é levado para a refinaria Mataripe na Bahia por mar.

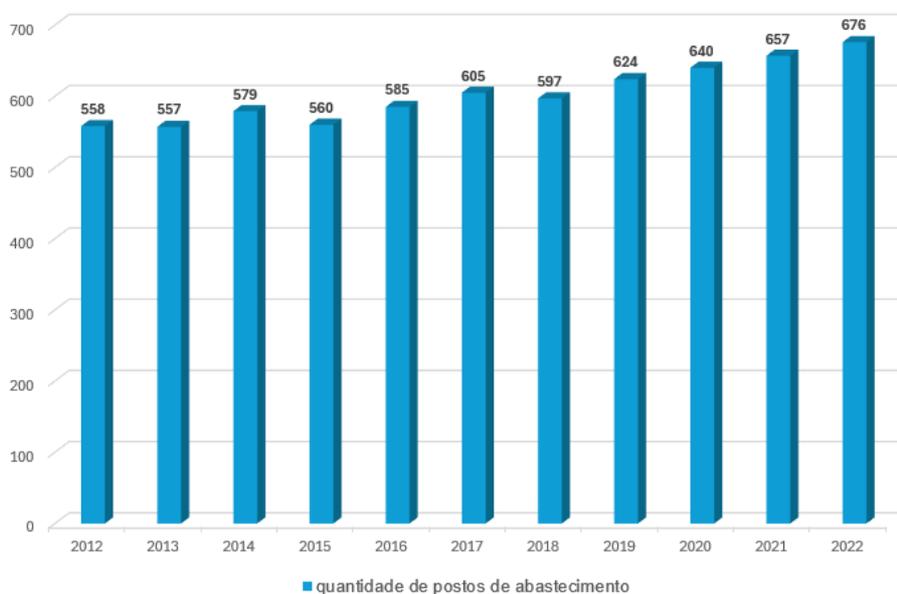
A distribuição dos produtos refinados pela RPCC é feita de forma similar, com a possibilidade de vendedores locais comprarem os derivados na própria refinaria.

A produção de gás natural e óleo atende integralmente o mercado local e uma parte é distribuída para outros estados do nordeste.

4. Postos de abastecimento de derivados

A figura 12 mostra o quantitativo de postos de abastecimento no estado do Rio Grande do Norte de 2012 a 2022.

Figura 12 – Quantitativo de postos de abastecimento no Rio Grande do Norte, 2012-2022



Fonte: ANP, 2024a.

Conforme ANP (2024a), o mercado varejista de combustíveis automotivos avançou no Rio Grande do Norte. O estado ganhou 118 novos estabelecimentos em um período de 10 anos (2012-2022), o que equivale a um crescimento de 21,2%.

Os combustíveis comercializados nos postos são (ANP, 2024a): gasolina, gasolina aditivada, etanol, diesel, diesel S10 e gás natural veicular (GNV).

A distribuição dos derivados pelo estado do RN é um dos pontos fortes do setor petrolífero; porém, a continuidade da prestação de serviços deve manter a excelência adquirida por muitos anos.

4.1. Considerações parciais 4.

O estado do Rio Grande do Norte apresentou um crescimento de 21,2% no mercado de distribuição de combustíveis entre 2012 e 2022. Observou-se um padrão de estabilidade entre 2012 e 2018, caracterizado por ciclos de crescimento e declínio, que sugere uma dinâmica de mercado que pode ter sido influenciada por ciclos econômicos internos. A transição para um crescimento contínuo a partir de 2018 é particularmente relevante, pois reflete um mercado consumidor em ascensão.

Conclusão

A motivação nasceu da venda do Polo Potiguar em 2023 para a Brava Energia e a possibilidade de retirar do estado a autossuficiência na produção e abastecimento de derivados. Diante disso, o artigo teve como objetivo mapear o setor petrolífero do RN, a fim de identificar o potencial petrolífero e gasífero e a possível fragilidade imposta após a privatização do polo.

Na primeira seção viu-se que a bacia de Potiguar é subdividida em duas, Potiguar Terra e Potiguar Mar, a qual possui mais 280 blocos perfurados de 1998 a 2024. Todos os campos (Ubarana, Agulha, Pescada, Arabaiana) no mar estão em produção e possuem a Petrobras como operadora, sem término de contrato. Em terra tem-se os campos Mossoró, Rio Mossoró e Estreito, todos com término de contrato próximo a 2050. Com exceção do campo Rio Mossoró que tem como a Potiguar E&P S.A como operadora, os demais são operados pela Petrobras desde a descoberta.

A bacia de Potiguar participou de todas as rodadas de licitação, com exceção da 8ª, 12ª., e 16ª. A partir de então, consta nos Ciclos de Oferta Permanente (1º., 2º., 3º. e 4º.) de concessão da ANP. No 1º. COP teve 19 blocos arrematados, 2º. COP 1 bloco, 3º. COP 25 blocos e 4º. COP 107 blocos.

O primeiro destaque pode ser endereçado aos blocos localizados em terra, pois facilitam a exploração e requerem menos investimentos; porém, os campos localizados na parte submersa da bacia possuem uma lâmina d'água inferior a 20m (águas rasas), o que propicia a procura por empresas de pequeno e médio porte, uma vez que não exigem expertise em águas profundas. Logo, não há grandes fluxos financeiros a partir desta atividade.

O RN possui uma refinaria localizada no polo industrial de Guamaré, a RPCC, que pode refinar o petróleo pesado da bacia Campos e leve do pré-sal, o que lhe permite produzir todos os tipos de derivados do petróleo e tornou o estado do Rio Grande do Norte o único autossuficiente na produção de derivados do petróleo do país.

O segundo destaque se refere a RPCC. Apesar deste potencial da refinaria, a venda para 3R Petroleum (Brava Energia) em 2023 englobou outros ativos inclusos no polo Potiguar. A privatização da refinaria trouxe aumentos de preços sucessivos da gasolina e diesel, por estarem alinhados ao preço do óleo no mercado internacional e paradas técnicas de manutenção, esta última retirando a autossuficiência já conquistada.

Na distribuição, observou-se que 55% do óleo cru produzido no RN é transportado para a RPCC via cabotagem, oleodutos e gasodutos. O restante da produção é levado para a refinaria Mataripe/Bahia por mar.

A distribuição dos produtos refinados pela RPCC é feita de forma similar, com a possibilidade de vendedores locais comprarem os derivados na própria refinaria.

A produção de gás natural e óleo atende integralmente o mercado local e uma parte é distribuída para outros estados do nordeste.

O RN apresentou um crescimento de 21,2% em postos de combustíveis entre 2012 e 2022. Observou-se um padrão de estabilidade entre 2012 e 2018, e um crescimento contínuo a partir de 2018 particularmente relevante, pois reflete um mercado consumidor em ascensão.

O terceiro destaque refere-se a rede de distribuição de derivados que atende o RN e demais estados do nordeste (Ceará, Paraíba e Pernambuco) e aos postos de combustíveis que tiveram crescimento positivo ao longo dos anos. A distribuição pode não manter a dinâmica pré-privatização, uma vez que a empresa Brava Energia tem reduzido a quantidade de derivados produzidos pela RPCC.

O movimento de privatização do refino no país atingiu o estado do RN. Espera-se que os investimentos na RPCC mantenham a autossuficiência, dado que a E&P não gera a riqueza de décadas atrás.

Referências

AQUINO, J. R. (2019). A crise do petróleo no Rio Grande do Norte. Disponível em: <https://www.corecon-rn.org.br/2019/12/19/a-crise-do-petroleo-no-rio-grande-do-norte/> Acessado em: 12/10/2024.

ALVES, S. P. (2012). O circuito espacial da produção petrolífera no Rio Grande do Norte. Dissertação de Mestrado: UFRN/Centro de Ciências Humanas, Letras e Artes/Pós-graduação em Geografia. Disponível em: https://repositorio.ufrn.br/bitstream/123456789/18939/1/SandraPA DISSERT_.pdf Acessado em: 12/10/2024.

ANP (2016a). Ubarana. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/ubarana.pdf>. Acessado em:

ANP (2016b). Agulha. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/agulha.pdf>. Acessado em:

- ANP (2016c). Pescada. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/pescada.pdf>. Acessado em:
- ANP (2016d). Arabaiana. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/arabaiana.pdf>. Acessado em:
- ANP (2017). 14ª. Rodada de Licitação de Potiguar. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/14a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferta/sumario-potiguar.pdf> Acessado em: 16/8/2024.
- ANP (2019a). Boletim de Reservas 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim-reservas-2019.pdf> Acessado em: 16/8/2024.
- ANP (2019b). 1º. Ciclo de oferta permanente de concessão. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/mapas-e-p/img-mapas/resultado-opc-1ciclo.pdf> Acessado em: 16/8/2024.
- ANP (2019c). Estreito. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/estreito.pdf>. Acessado em:
- ANP (2020a). 2º. Ciclo de oferta permanente de concessão. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/ciclos-opc-encerrados/2o-ciclo-opc/arquivos/resultados/spot-t4.pdf> Acessado em: 16/8/2024.
- ANP (2020b). Mossoró. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/mossoro.pdf>. Acessado em:
- ANP (2022a). 3º. Ciclo de oferta permanente de concessão. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/ciclos-opc-encerrados/3o-ciclo-opc/resultados/spot-t3.pdf> Acessado em: 16/8/2024.
- ANP (2022b). Sumário geológico de oferta permanente de Potiguar. Disponível em : https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/sg/sumario_geologico_op_potiguar.pdf Acessado em 16/8/2024.
- ANP (2023a). Rio Mossoró. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/rio_mossoro.pdf. Acessado em: 12/10/2024.
- ANP (2023b). 4º. Ciclo de oferta permanente de concessão. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/4o-ciclo-oferta-permanente-concessao/4o-ciclo-oferta-permanente-concessao> Acessado em: 12/10/2024.
- ANP (2024a). Anuário Estatístico. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico>. Acessado em: 02/10/2024.
- ANP (2024b). Painel Dinâmico da Fase de Exploração. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiYTEzY2U5YzItNzY0MC00NTgxLWEx>

YjktODUwZGI0ZjJhNjIzIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTYtNGI0Mi1iN2VmL
TEyNGFmY2FkYzIxMyJ9 Acessado em: 12/10/2024.

ANP (2024c). Blocos Exploratórios Perfurados. Disponível em:
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiYTEzY2U5YzItNzY0MC00NTgxLWExYjktODUwZGI0ZjJhNjIzIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9> Acessado em: 12/10/2024.

ANP (2024d). Bacia Potiguar: 11ª. Rodada. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/11a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/seminarios/bacia_potiguar.pdf Acessado em: 12/10/2024.

BRAVA ENERGIA (2024). Localização da RPCC. Disponível em:
https://www.google.com/maps/place/Ativo+Industrial+de+Guamar%C3%A9+-+BRAVA+ENERGIA/@-5.1333332,-36.4617005,12z/data=!4m6!3m5!1s0x7b6cc59a224ad01:0x63b9407722aa2dd3!8m2!3d-5.1276911!4d-36.3803759!16s%2Fg%2F120sdlyz?entry=tu&g_ep=EgoyMDI0MDkzMC4wIKXMDSoASAFQA%3D%3D Acessado em: 02/10/2024.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE – FIERN (2024). Presidente da FIERN destaca que setor de Petróleo e Gás impulsionou números do RN na Pesquisa Industrial Mensal. Disponível em: <https://www.fiern.org.br/presidente-da-fiern-destaca-que-setor-de-petroleo-e-gas-impulsionou-numeros-do-rn-na-pesquisa-industrial-mensal/> Acessado em: 12/10/2024.

ROCHA, A. P. B. (2013). A atividade petrolífera e a dinâmica territorial no Rio Grande do Norte: uma análise dos municípios de Alto do Rodrigues, Guamaré e Mossoró. Dissertação de Doutorado em Geografia: UFPE. Disponível em: <https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/10362> Acessado em: 12/10/2024.

SARAIVA T.A. (2013). Uma aplicação de um modelo multi-hubbert modificado para a elaboração de cenários de produção de petróleo no Brasil. Dissertação de Mestrado, UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético.

TRIBUNA DO NORTE (2024). Refinaria do RN aumenta preço da gasolina e Diesel. Disponível em: <https://tribunadonorte.com.br/economia/refinaria-do-rn-aumenta-precos-da-gasolina-e-do-diesel-confira/> Acessado em: 12/10/2024.

VIEIRA, A. M. S., OLIVEIRA, R. L., DANTAS, J. M. C. (2020). Petróleo no RN: Uma avaliação econômica sobre a produção histórica e perspectivas futuras. Disponível em: <https://doi.org/10.34117/bjdv6n8-710> Acessado em: 12/10/2024.