

ANÁLISE PRELIMINAR DA RAZÃO ÁGUA-ÓLEO
EM POÇOS DE PETRÓLEO DA BACIA POTIGUAR:
UM ESTUDO DE CASO

João Vitor de Pinho Pereira¹
André Luiz Sena da Rocha²

RESUMO: Este artigo tem o objetivo de realizar uma análise prévia da Razão Água-Óleo (RAO) em poços de petróleo localizados na Bacia Potiguar, com base em dados de produção entre os anos de 2002 e 2024. A pesquisa foi feita por meio de metodologia quantitativa, utilizando dados extraídos de plataformas públicas, especialmente da ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Foram selecionados três poços ativos 7-CAM-818-RN, 7-FP-265-RN e 7-FP-275-RN, com o objetivo de observar o comportamento da RAO ao longo do tempo. Os resultados revelaram um aumento gradual da RAO nos poços analisados, fenômeno característico de campos em fase madura, indicando maior produção de água em relação ao óleo. A análise estatística destacou o poço 7-CAM-818-RN como o mais eficiente, com menor média de RAO e melhor estabilidade. Já os outros dois poços apresentaram altos valores de RAO, demandando atenção quanto à viabilidade econômica de suas operações. O estudo reafirma a importância do monitoramento contínuo da RAO como indicador da eficiência produtiva e ferramenta estratégica para a tomada de decisão na gestão de reservatórios.

Palavras-chave: Razão Água-Óleo. RAO. Bacia Potiguar. Petróleo.

1. INTRODUÇÃO

No contexto da crescente demanda por fontes energéticas diversificadas e da intensificação das atividades exploratórias, o petróleo se consolida como um recurso estratégico fundamental, não só por seu elevado valor comercial, mas também por sua ampla aplicação na produção de energia e na dinamização econômica (Dellinghausen, 2024).

Desde a descoberta desse hidrocarboneto, o produto já se revelava uma matéria-prima valiosa, de extrema importância econômica, uma vez que já era utilizado como fonte energética eficaz. Hoje, sua importância econômica no contexto mundial é ainda maior, uma vez que as nações são altamente dependentes deste óleo mineral. O reconhecimento do papel estratégico do petróleo e sua importância no comércio internacional, por ter se tornado a principal fonte de energia da sociedade moderna, fez com que esta matéria-prima se tornasse objeto de disputa econômica e política (Dellinghausen, 2024).

¹ Discente do curso de Ciência de Tecnologia da UFERSA, Campus Multidisciplinar de Angicos.

² Docente do Departamento de Engenharia da UFERSA, Campus Multidisciplinar de Angicos.

A extração de petróleo e gás natural no Brasil, é uma atividade extremamente relevante, tanto para o cenário do país, quanto para o meio internacional, levando em consideração os indicadores de PIB e Royalties do país (Dellinghausen, 2024).

O petróleo é um recurso estratégico da Era Moderna, que atende à principal demanda mundial por energia, além de subsidiar a cadeia produtiva petrolífera e de usos. A extração de óleo ocorre diretamente nas áreas geológicas chamadas de bacias sedimentares, onde se encontram os sistemas geológicos os quais são os reservatórios. Após a conclusão da perfuração de um poço, a produção não se restringe unicamente ao óleo, nele também são extraídos o gás natural e a água proveniente da formação rochosa. Essa água, após passar por processos de tratamento adequados, é geralmente reinjetada na própria formação (Dellinghausen, 2024).

Segundo Rosa, Carvalho e Xavier (2006), dentre as atividades de gerenciamento de reservatórios, duas se destacam: a previsão do comportamento futuro de reservatórios e o controle da produção de água em campos maduros, onde a produção de água tende a ser elevada. Prever o comportamento da produção de água permite antever problemas relacionados à capacidade das instalações de tratamento de água produzida, cuja restrição implica na redução de vazão de óleo. Dessa forma, o gerenciamento dos volumes de água produzida torna-se um elemento fundamental para a sustentabilidade das operações de exploração e produção, além de fornecer subsídios relevantes para a tomada de decisões quanto à continuidade ou abandono dos poços.

Nesse contexto, evidencia-se a necessidade da utilização de ferramentas que auxiliem na análise da viabilidade técnica e econômica dos campos, considerando o comportamento da água como variável crítica no processo de avaliação de desempenho dos reservatórios. Uma dessas medidas, é a Razão Água-Óleo (RAO) que representa a relação entre a vazão da água e a vazão do óleo, medidas em condições de superfície (Assunção, 2018).

Um valor elevado da RAO indica que o reservatório está produzindo mais água que óleo e a magnitude deste valor indica a desproporcionalidade entre os dois fluidos. Além disso, é esperado que, com o passar do tempo, essa razão sofra aumento contínuo (Assunção, 2018). Dessa forma, este trabalho procura responder o seguinte problema de pesquisa: **Qual seria o desempenho da Razão Água-Óleo em uma amostra de poços de petróleo da bacia potiguar?**

Esse artigo está organizado em cinco seções. Na primeira, a Introdução. A segunda seção, Referencial Teórico, apresentará os principais conceitos da exploração de óleo e gás no Brasil, bem como a importância da Razão Água-Óleo. Na Metodologia (terceira seção), é apresentada a classificação do estudo, bem como o método de amostragem utilizado para a seleção dos poços. Na quarta seção, Análise dos Resultados, são apresentados de forma clara e objetiva as principais descobertas da produção do RAO nos poços selecionados. Por fim, é apresentado nas Considerações Finais a interpretação dos principais resultados e suas implicações no contexto do referencial teórico, bem como, as limitações do estudo e sugestão de trabalhos futuros.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 O petróleo e sua importância econômica

O petróleo representa uma das principais fontes de energia do mundo, o qual não está equitativamente distribuído pelos cinco continentes, uma vez que sua formação exigiu circunstâncias geológicas especiais que não ocorrem em toda a parte. Por ser farto em certas regiões e escasso ou inexistente em outras, este mercado adquire uma estrutura em concorrência imperfeita (Dellinghausen, 2024).

A exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil possuem uma trajetória histórica relevante, ocupando papel de destaque na matriz energética nacional. A partir dos anos 2000, especialmente com a descoberta da província do pré-sal, abriu-se a perspectiva de ampliar significativamente a produção nacional, consolidando o setor como estratégico para o país. Em 2017, o Brasil já respondia por cerca de 30% da produção mundial de petróleo em águas profundas, e as projeções indicam que, até 2030, o país deverá se firmar como o principal mercado global de bens e serviços voltados à produção offshore (Meneses 2011).

Tendo como base dados de outubro de 2018, a produção média de petróleo e gás natural no Brasil foi de 3,350 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboe/d), sendo que a produção nos campos marítimos de petróleo foi de 95,9% e de gás natural, 78,4%. No mesmo período, houve um valor superior (80,31%) de exportação de petróleo em relação ao mesmo mês de 2017, com um volume médio de exportação de 1.547 milhares de barris por dia (Mbb/d) (ANP, 2018).

Em 2023, o Brasil registrou produção recorde de petróleo e gás natural, com média anual de 4,344 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), um aumento de 11,69% em relação a 2022. Foi a primeira vez que a produção média superou os 4 milhões de boe/d. Isoladamente, o país também bateu recordes na produção de petróleo, com 3,402 milhões de barris por dia (bbl/d) — alta de 12,57% em relação à 2022 — e de gás natural, com 150 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d), 8,7% acima do ano anterior. O pré-sal respondeu por 3,304 milhões de boe/d, representando 75,18% da produção nacional no ano (ANP, 2023).

Em 2024, a produção média de petróleo e gás natural no Brasil foi de 4,322 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), mantendo-se praticamente estável em relação a 2023, com leve queda de 0,5% em relação ao recorde do ano anterior (4,344 milhões boe/d). A produção de petróleo foi de 3,358 milhões de barris por dia, uma redução de 1,29% frente a 2023. Por outro lado, a produção de gás natural cresceu 2%, atingindo 153 milhões de metros cúbicos por dia. A maior parte da

produção teve origem no pré-sal, que respondeu por 78,29% do total, enquanto o pós-sal e a produção terrestre contribuíram com 16,33% e 5,38%, respectivamente (ANP, 2024).

O petróleo ocupa uma posição de destaque tanto na matriz energética global, quanto na economia de países que o produzem. A Agência Internacional de Energia (IEA, 2011) estima que até 2030 o crescimento da demanda mundial por energia será da ordem de 45%. Segundo essa projeção, o petróleo continuará tendo sua participação diminuída na matriz energética mundial, porém através de um processo lento e gradual. Dessa forma, mesmo considerando a ampliação de fontes renováveis de energia, o petróleo deve continuar tendo papel central para a oferta energética nas próximas décadas.

No caso do Brasil, além de representar uma fonte importante de receitas e desenvolvimento industrial, o petróleo é ligado à produção do país em outros setores. Isso se dá principalmente por meio das bacias sedimentares, que concentram não apenas os maiores volumes de extração, mas também os principais projetos de exploração e investimento no setor. Compreender a distribuição, o potencial e as bacias de petróleo brasileiras é, portanto, fundamental para compreender o petróleo no país.

2.2 Bacia Potiguar e demais Bacias Petrolíferas

No Brasil existem diversas bacias petrolíferas classificadas em áreas terrestres (*onshore*), marítimas (*offshore*) ou mistas, com regiões de concentração bem definidas. Essas bacias são formadas por estruturas geológicas que, ao longo de milhões de anos, acumularam matéria orgânica capaz de gerar petróleo e gás natural.

O Quadro 01 apresenta um panorama das principais bacias petrolíferas do Brasil, classificadas por região, tipo (terrestre, marinha ou mista) e os estados que abrangem. Destacam-se as bacias de Santos e Campos, localizadas na região Sudeste e responsáveis por grande parte da produção offshore nacional.

Outras bacias relevantes incluem a do Recôncavo, uma das mais antigas, e a do Espírito Santo, com produção tanto em terra quanto no mar. Também estão incluídas bacias da região Norte, como Amazonas e Foz do Amazonas, além da Potiguar, citada por último, que será abordada em mais detalhes posteriormente.

Quadro 01 – Bacias petrolíferas do Brasil

Bacia	Região	Tipo	Estados
Amazonas	Norte	Terrestre	AM, PA, AP
Barreirinhas	Nordeste	Mista	MA
Cumuruxatiba	Nordeste	Mista	BA
Foz do Amazonas	Norte	Marinha	PA, AP
Jequitinhonha	Nordeste	Marinha	BA
Pará-Maranhão	Norte	Marinha	PA, MA
Parnaíba	Nordeste	Terrestre	MA, PI, TO, CE, BA
Pernambuco-Paraíba	Nordeste	Mista	PE, PB, RN
Recôncavo-Tucano-Jatobá	Nordeste	Terrestre	PE, SE, BA
Recôncavo	Nordeste	Terrestre	BA
Santos	Sudeste	Marinha	RJ, SP, SC
Campos	Sudeste	Marinha	RJ, ES
Espírito Santo	Sudeste	Mista	ES, BA
São Francisco	Centro-Oeste/Nordeste	Terrestre	MG, BA, GO, TO, DF
São Luís	Nordeste	Terrestre	MA
Sergipe-Alagoas	Nordeste	Mista	SE, AL
Potiguar	Nordeste	Mista	RN, CE

Fonte: ANP (2022).

A Bacia Potiguar situa-se no extremo leste da Margem Equatorial Brasileira, abrangendo predominantemente o território do Rio Grande do Norte e, em menor proporção, o Estado do Ceará. Sua área total é de 222.144 km², sendo aproximadamente 195.425 km² — cerca de 87% — referentes à parte submersa, que se estende até o limite das águas territoriais brasileiras. O limite geológico oeste é definido pelo Alto de Fortaleza, que a separa da Bacia do Ceará. Já a leste, o Alto de Touros estabelece a divisão com a Bacia de Pernambuco-Paraíba. Ao Sul, encontra-se assentada sobre o embasamento pré-cambriano da Província Borborema. A espessura dos sedimentos pode atingir até 6.000 metros (ANP, 2021).

A exploração de hidrocarbonetos na Bacia Potiguar teve início em 1949, com mapeamentos de superfície e levantamentos gravimétricos e magnetométricos conduzidos pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Em 1956 foram perfurados dois poços na porção emersa da bacia que apresentaram indícios de petróleo, já sob a atuação da Petrobrás. As atividades de exploração se intensificaram durante a década de 70, no contexto da primeira crise do petróleo. Novos levantamentos sísmicos, tanto marinhos quanto terrestres, levaram à descoberta dos campos de Ubarana (1973) e de Agulha (1975) na plataforma continental e do Campo de Mossoró (1979) na porção terrestre (ANP, 2021).

A partir destas descobertas, a Bacia Potiguar experimentou grande incremento exploratório que resultou em importantes descobertas como os campos de Fazenda Belém (1980), Alto do Rodrigues (1981), Estreito, Fazenda Pocinho, Guamaré, Serraria (1982), Lorena, Upanema (1984), Canto do Amaro (1985), entre outros. O período entre 1980 e 1990 corresponde à fase de maior investimento exploratório na bacia. Foram perfurados 675 poços exploratórios, os quais representam aproximadamente 50% do total perfurado na bacia até o momento (ANP, 2021).

Após a criação da ANP em 1997 (Brasil - Lei 9.478/97), na porção marítima da bacia, empresas de aquisição de dados (EAD) realizaram levantamentos sísmicos não exclusivos. A partir

dessas atividades, ocorreram algumas descobertas e a incorporação de pequenas acumulações já identificadas pela Petrobras. Blocos da Bacia Potiguar foram ofertados na maioria das Rodadas de Licitações, exceto na 8^a, 12^a, 16^a e 17^a edições. Até o presente, o trabalho exploratório inclui levantamentos regionais de dados gravimétricos e magnetométricos, aquisição de sísmica e a perfuração de 1.338 poços exploratórios (ANP, 2021).

2.3 Razão Água/Óleo

Um poço de petróleo, ao ser perfurado e colocado em produção, não extrai apenas óleo bruto. Naturalmente, o fluido que emerge do reservatório é uma mistura complexa composta por petróleo, água e gás natural. Essa produção conjunta é inevitável, uma vez que esses componentes estão presentes em diferentes proporções nos poros da rocha-reservatório. Durante a extração, não é possível selecionar previamente qual substância será retirada; todos os fluidos presentes sob pressão fluem simultaneamente até a superfície. A separação desses componentes ocorre posteriormente, em unidades chamadas de estações de separação ou plantas de tratamento, onde são utilizados métodos físicos para separar o óleo do gás e da água (Assunção, 2018).

A Razão Água-Óleo (RAO) é determinada pelo cálculo do quociente entre as vazões de fluxo instantâneas de água e óleo, avaliadas na condição padrão, ou seja, em condições de superfície (Da Silva, 2015). De acordo com Assunção (2018), um índice elevado nessa razão sinaliza que a produção do reservatório está mais voltada para a água do que para o óleo, e a grandeza desse índice reflete o desequilíbrio entre esses dois fluidos. Adicionalmente, espera-se que essa proporção aumente progressivamente ao longo do tempo. Assim, torna-se crucial gerenciar a quantidade de água extraída para assegurar a viabilidade e sustentabilidade das operações petrolíferas, além de fornecer informações essenciais para decisões sobre a continuidade dessas atividades.

A RAO é um parâmetro crucial na indústria de exploração e produção de petróleo. Ela ajuda a determinar a eficiência com que o petróleo está sendo extraído de um reservatório. Uma baixa proporção de água em relação ao óleo é geralmente preferível, indicando uma extração mais eficiente de petróleo. Acompanhar a RAO ao longo do tempo fornece informações valiosas sobre a condição e o comportamento do reservatório. Mudanças na RAO podem indicar a exaustão do reservatório ou a necessidade de ajustar as técnicas de recuperação (Rocha, 2024).

A Razão Água-Óleo tende a aumentar progressivamente, iniciando-se nos poços situados nas áreas mais profundas da formação geológica. É essencial que os poços sejam perfurados na camada de petróleo, mantendo uma distância adequada do limite entre o petróleo e a água para prevenir a extração antecipada da água. A fase de produção ótima dos poços termina quando a proporção água/óleo se torna excessivamente alta. Devido à pressão se manter alta por um período prolongado, é comum que a proporção gás/óleo se mantenha próxima ao nível de solubilidade da mistura.

Reservatórios desse tipo geralmente não apresentam altas taxas de produção de gás (Rosa, Carvalho, Xavier; 2006).

A água conata está sempre presente nos reservatórios, pois já ocupava os poros das rochas antes da migração do petróleo para essas regiões. Contudo, a presença dessa água no reservatório não implica, necessariamente, que ela será produzida ou se deslocará para o poço nos estágios iniciais de produção. Para que ocorra o seu movimento e consequente produção, é preciso que sua saturação ultrapasse um valor mínimo. Estas observações são válidas até o *breakthrough*, que é o momento em que a mobilidade da água supera a do óleo, aumentando a razão água-óleo (RAO). Nesta fase, a produção de água é contínua e cresce com o tempo (Assunção, 2018).

É importante ressaltar que o petróleo é o fluido de maior interesse econômico no processo de produção e a água não possui valor comercial. Além disso, a água separada arrasta consigo uma grande quantidade de impurezas e poluentes (incluindo aditivos químicos, sal, óleo, compostos orgânicos e inorgânicos naturais e materiais radioativos naturais) e o processo de separação pode ser simples ou complexo, de acordo com as características dos fluidos, da localização do reservatório e dos interesses econômicos. Cabe, ainda, salientar que a água produzida é o resíduo de maior volume na produção de petróleo e gás. Desta forma, os processos relacionados à gestão e tratamento desta água resultam em custos elevados, proporcionais aos níveis produzidos de água e à complexidade dos processos de tratamento (Assunção, 2018).

Uma análise da RAO também é fundamental para compreender melhor a viabilidade financeira de um projeto de exploração de óleo, visto que uma alta RAO, implica em maiores custos operacionais e interfere negativamente na eficiência da produção. Além disso, uma RAO crescente ao longo do tempo pode indicar o esgotamento do reservatório de petróleo. À medida que a proporção de água aumenta, a quantidade de óleo extraído por esforço de produção diminui, reduzindo a eficiência do poço (Rocha, 2024).

No Brasil, há um declínio sistêmico na produção de óleo e, consequentemente, um aumento na produção de água, em reservatórios antigos, que ultrapassa o declínio natural esperado. A partir do ano de 2003, a produção de água no país ultrapassou a produção de óleo (Assunção, 2018).

Dependendo do tratamento a que tenha sido submetida a água produzida, esta poderá ser utilizada nas mais diversificadas atividades. O projeto do sistema de tratamento está condicionado, principalmente, às características da água produzida e ao destino esperado (Thomas, 2001). De acordo com Meneses (2011), a água pode ser aproveitada através da injeção nos poços produtores, como forma de melhorar a recuperação. Também poderá ser transformada em vapor, o qual quando injetado no poço torna-se outro método de recuperação. Poderá ser utilizada na irrigação devido aos grandes volumes necessários para o desenvolvimento dessa atividade. A recomposição de mananciais sejam eles superficiais ou subsuperficiais, o consumo humano, e seu uso como matéria-prima para outras indústrias são apenas algumas das inúmeras formas de aproveitamento da água produzida.

Não sendo viável o tratamento da água para determinado aproveitamento, seja devido à complexidade do tratamento, inexistência de atividades próximas, demandantes de grandes volumes de água nas proximidades, ou outros fatores associados, essa água poderá ser descartada no solo, subsolo (poços), rios, lagos, mares e mesmo à atmosfera, após tratamento prévio (Meneses, 2011).

3 METODOLOGIA

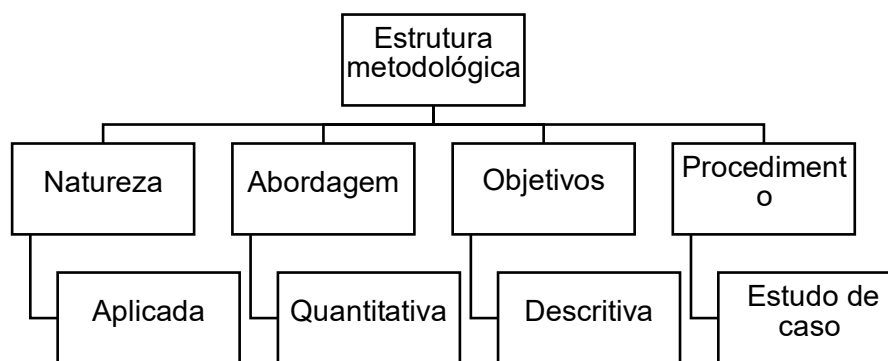
3.1 Classificação da pesquisa

Com base nos procedimentos adotados, esta pesquisa pode ser classificada como um estudo de natureza aplicada, pois de acordo com Prodanov e Freitas (2013), objetiva gerar conhecimentos para aplicação prática dirigidos à solução de problemas específicos, envolvendo verdades e interesses locais”. Ainda de acordo com os autores, a abordagem utilizada na pesquisa é a quantitativa, uma vez que “considera que tudo pode ser quantificável, o que significa traduzir em números opiniões e informações para classificá-las e analisá-las”. Os dados desta pesquisa quantitativa foram obtidos por meio das bases disponibilizadas por órgãos governamentais, especialmente o site oficial do Governo Federal (gov.br), que reúne informações públicas sobre a produção de petróleo e gás no país.

A pesquisa também se apresenta com objetivo descritivo, pois de acordo com Prodanov e Freitas (2013), definem “fatos observados, registrados, analisados e interpretados, sem que o pesquisador interfira sobre eles, ou seja, os fenômenos do mundo físico e humano são estudados, mas não são manipulados pelo pesquisador”. Onde por dados observados foram essenciais para poder fundamentar a pesquisa dessa forma essas informações registradas foram de elevada importância para se proceder com a pesquisa

O procedimento desenvolvido neste artigo se deu por estudo de caso, uma vez que esta modalidade se descreve como uma análise de um ou mais objetos de modo que possibilite o seu amplo e detalhado conhecimento (Yin, 2001). Gil (2008) complementa citando que um estudo de caso, representa a aplicação prática de conhecimentos em contextos específicos, contribuindo para a formulação e aprimoramento de teorias. A classificação da pesquisa de acordo com sua essência, abordagem, objetivo e procedimentos metodológicos está apresentada na Figura 01.

Figura 01: Estrutura Metodológica

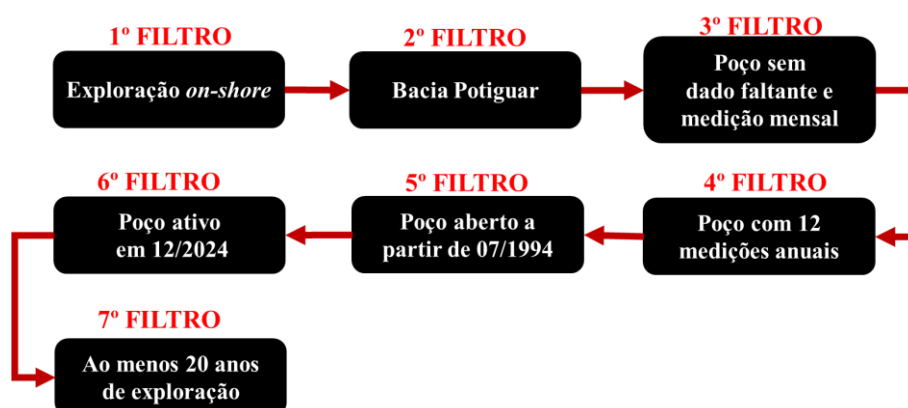


Fonte: Autoria própria (2025).

3.2 População e amostra

A coleta de dados foi realizada de forma sistemática, com a extração de informações diretamente dos bancos de dados do governo disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e dos repositórios digitais. Após a coleta, os dados passaram por um processo de filtragem, que está apresentado na Figura 02, no qual foram selecionadas apenas as informações mais recentes e relevantes para o escopo da pesquisa. Este procedimento visou garantir a qualidade e a pertinência dos dados a serem analisados. O Brasil possui mais de 776.700 poços de exploração, abrangendo tanto operações em terra (onshore) quanto em mar (*offshore*) (CDP, 2025).

Figura 02: Processo de Filtragem



Fonte: Autoria própria (2025).

A partir da Figura 02, é possível ver os filtros usados de modo a observar que inicialmente para o poço ser aceito para a pesquisa onde inicialmente se tinha 776.700 poços, ao aplicar o filtro onde os poços deveriam estar em terra foi eliminado 179.375 ficando 597.325 poços (**1º FILTRO**), estarem localizados na Bacia Potiguar foi eliminado 229.750 ficando 367.575 poços (**2º FILTRO**), deveriam ter todos os dados de medição mensal atualizados e sem dados faltantes foi eliminado 367.535 ficando 40 poços (**3º FILTRO**), contendo 12 medições por ano foi eliminado 10 ficando 30

poços (**4º FILTRO**), tendo iniciado sua extração a partir do período da moeda real, ou seja, junho de 1994 foi eliminado 16 ficando 14 poços (**5º FILTRO**), está ativo em dezembro de 2024 foi eliminado 9 ficando 5 (**6º FILTRO**). Com o objetivo de observar o amadurecimento do poço, também foi definido na seleção dos poços, haver ao menos 20 anos de exploração ao final da seleção para a ser usado de amostra foi eliminado 2 ficando somente 3 (**7º FILTRO**). Após esse uso de filtros foram aplicadas fórmulas de média, desvio-padrão e coeficiente de variação para realizar uma análise mais profunda.

A abrangência dos dados geográficos analisados engloba toda a Bacia Potiguar. Desse modo, a Bacia compreende todo o estado do Rio Grande do Norte e um pedaço do estado do Ceará, tendo em sua amplitude territorial total cerca de 94.043 Km². Formando assim, a população do estudo. Essa população foi selecionada a partir das bases de dados da ANP que são disponibilizadas para o público em geral, sendo de acesso público. Após a aplicação desses filtros, foram selecionados três poços de petróleo e gás (7-CAM-818-RN, 7-FP-265-RN e 7-FP-275-RN), tendo iniciado sua exploração em 2002.

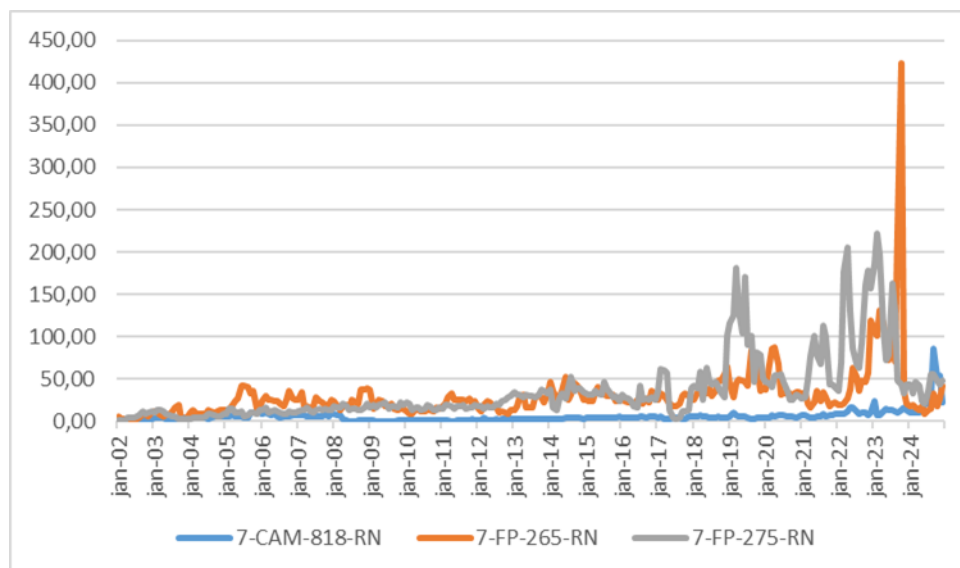
Cada poço leva essas siglas em seus nomes para identificação onde o primeiro número o 7 corresponde segundo classificação da ANP um poço em desenvolvimento, seguindo temos o CAM/FP siglas para identificação do campo onde estão localizados os quais são Canto do Amaro e Fazenda Pocinho respectivamente que fica na Bacia Potiguar, após vem o seu número sequencial que mostra o seu número de cadastro naquele campo e as siglas final mostra o estado o qual é localizado que no caso é o estado do Rio Grande do Norte.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 Análise gráfica da RAO

Utilizando os dados produtivos dos campos, selecionaram-se três poços, localizados na Bacia Potiguar. Após essa seleção, foi conduzido os cálculos das RAO no período de 2002 a 2024. Ao analisar a RAO, com base nas produções específicas de cada poço, constatou-se que os valores apresentam variação ao longo do tempo, ou seja, não se trata de um conjunto de dados estáticos. A pesquisa fundamenta-se em informações fornecidas pela ANP, permitindo a construção da série temporal da RAO e possibilitando o acompanhamento contínuo da produção nos poços de maneira ativa. Seguindo assim, para fins demonstrativos dos resultados encontrados, a Figura 03 representa a RAO dos três poços analisados, expondo assim, a situação em que está cada local perfurado e suas respectivas variações.

Figura 03 – RAO dos poços



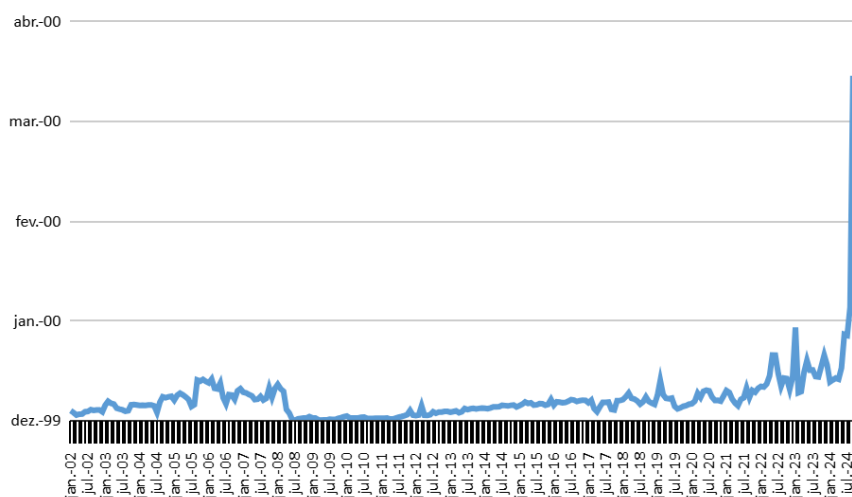
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A partir da Figura 03, é possível notar a variação do comportamento desses poços, afetando assim, a produção de petróleo. É visto que os poços começam inicialmente com baixa produção de água, mas com o passar do tempo, essa produção tende a aumentar, até que o poço seja encerrado e fechado, pois não estará mais sendo economicamente viável continuar a extração. Ao aprofundar a pesquisa, analisando cada poço de forma individual, nota-se que existem diferenças entre os mesmos, podendo assim, observar qual entre os três está mais produtivo e gerando mais lucro.

Com uma análise do poço 7-CAM-818-RN mostrado na Figura 04, percebe-se que entre 2002 a 2007, a RAO apresenta flutuações moderadas, variando em torno de 2 a 10, o que pode indicar uma fase inicial com variações, mas ainda com níveis aceitáveis de produção de óleo. No período de 2008 a 2011, observa-se uma queda considerável na razão água/óleo, chegando próxima de zero e se mantendo assim por um tempo, o que pode indicar uma parada na produção com intervenções no poço.

Ainda em respeito à Figura 04, entre 2012 a 2020, identifica-se uma fase de estabilidade, com RAO baixa e controlada (abaixo de 5). No entanto, a partir de 2021 e até o início de 2023, a RAO começa a subir gradualmente, com pequenas oscilações, indicando um possível início de problema com invasão de água ou desgaste natural do reservatório. Entre 2023 e 2024, observa-se um forte e abrupto aumento da razão água/óleo, ultrapassando 90 em determinado momento, o que pode ser um forte indicativo de degradação na produção, ou seja, quando se tem muito mais água que óleo. Mesmo após esse pico, o valor continua elevado em comparação aos anos anteriores, com oscilações descendentes.

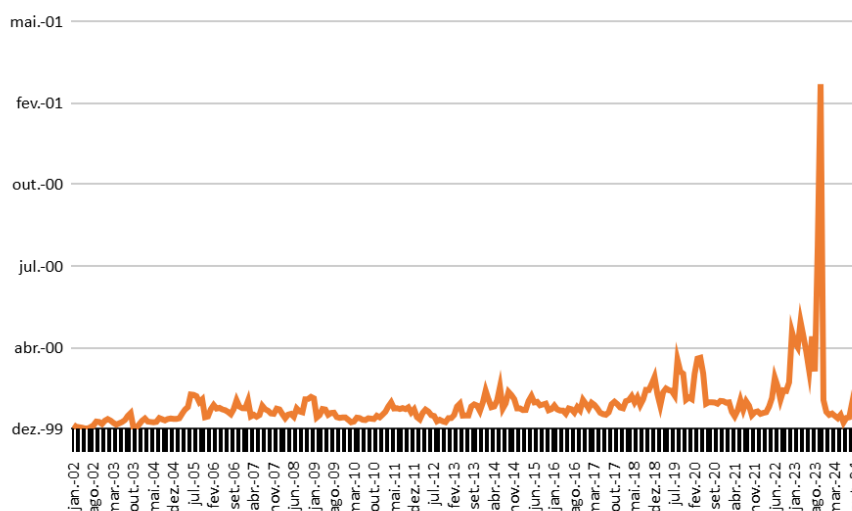
Figura 04 – RAO do poço 7-CAM-818-RN



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para o caso do poço 7-FP-265-RN, representado pela Figura 05, é possível identificar que entre 2002 e 2017, o poço apresentou comportamento relativamente estável, com a razão água/óleo variando entre 10 e 50, indicando produção controlada e eficiente. A partir de 2018, começaram a surgir oscilações mais acentuadas, que se intensificaram entre 2022 e o início de 2023, culminando em um pico extremo em meados de 2023, com RAO acima de 400, sinalizando severa invasão de água e comprometimento da produção. Embora tenha havido uma redução na RAO no final de 2023 e início de 2024, os níveis ainda permanecem elevados, sugerindo baixa eficiência e possível necessidade de intervenção técnica no poço.

Figura 05 – RAO do poço 7-FP-265-RN

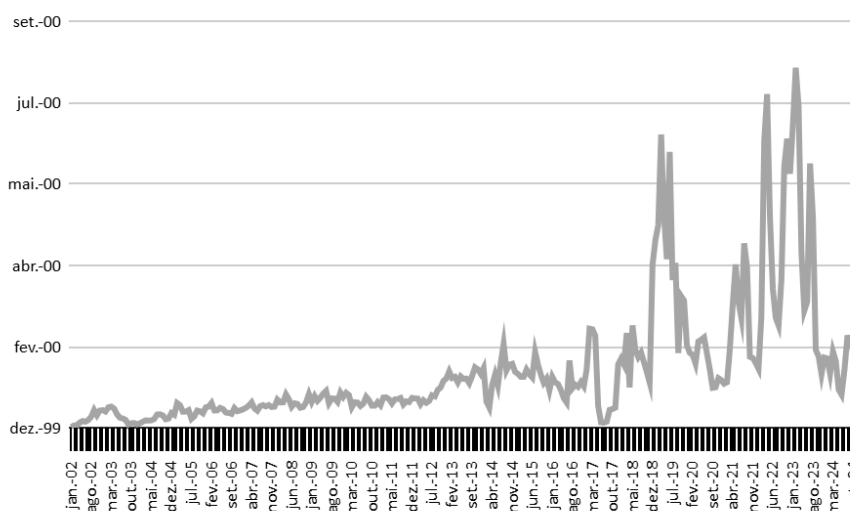


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Analisando a Figura 06, pode-se inferir que o poço 7-FP-275-RN apresenta um comportamento relativamente estável e com crescimento moderado até meados de 2017, indicando

uma produção com baixa proporção de água em relação ao óleo. A partir de 2018, há um aumento expressivo na variabilidade da RAO, com picos acentuados principalmente entre 2019 e 2023, atingindo valores superiores a 200, o que indica uma piora significativa na eficiência produtiva do poço, o que pode ser um indicativo que a extração passou a produzir muito mais água do que óleo, possivelmente devido à invasão de água no reservatório, exaustão parcial da zona produtora ou falhas operacionais. Após esses picos, há uma tendência de queda e relativa estabilização em patamar mais elevado do que nos anos anteriores, sugerindo uma possível intervenção para controle da água, mas sem retorno às condições ideais de produção observadas antes de 2018.

Figura 06 – RAO do poço 7-FP-275-RN



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Após análise individual e conjunta dos três poços, foi possível observar que o poço 7-CAM-818-RN apresenta o comportamento mais estável entre os três, com RAO consistentemente baixa ao longo de toda a série histórica, indicando produção relativamente eficiente com pouca presença de água. Já o poço 7-FP-265-RN exibe oscilações moderadas até cerca de 2020, mas passa a apresentar grande instabilidade a partir de 2022, culminando em um pico extremamente elevado no início de 2024 (o maior valor observado entre os três poços) — sinalizando uma forte piora na relação de produção. Por sua vez, o poço 7-FP-275-RN mostra variações maiores a partir de 2018, com múltiplos picos de RAO, refletindo maior instabilidade produtiva e prováveis problemas de intrusão de água no reservatório.

4.2 Estatística descritiva da RAO

Além da análise gráfica do comportamento da RAO, é necessário realizar um estudo mais detalhado, a partir das estatísticas descritivas de cada poço que fez parte da amostra. A partir do Quadro 02, foi possível observar medidas estatísticas como o menor e maior valor da RAO, sua média, desvio-padrão e coeficiente de variação (C.V.), além do número de observações, sendo 276 meses.

Quadro 02 – Estatísticas Descritivas dos poços

Poço	Mínimo	Máximo	Média	Desvio padrão	C.V.	Meses
7-CAM-818-RN	0,07819144	86,412656	5,73028039	7,565764642	132,0%	276
7-FP-265-RN	0,93404801	423,453807	30,07793287	33,32974301	110,8%	276
7-FP-275-RN	0,80856495	221,708897	35,83234783	39,25502119	109,6%	276

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

De acordo com o Quadro 02, o poço 7-CAM-818-RN apresenta os menores valores em praticamente todas as estatísticas da razão água/óleo, indicando o comportamento mais estável e favorável entre os três. Sua média é de 5,73, com um desvio padrão de 7,56, refletindo baixa variabilidade ao longo dos 276 meses analisados. No entanto, o coeficiente de variação (C.V.) de 132,0% revela que, apesar da baixa média, existe relativa dispersão proporcional, sugerindo que a produção não é completamente constante, mas ainda assim controlada. O valor máximo de RAO observado foi de 86,41, inferior aos máximos dos demais poços, o que reforça a eficiência produtiva desse poço ao longo do tempo.

O poço 7-FP-265-RN apresenta uma média significativamente mais alta da RAO, de aproximadamente 30,08, indicando maior presença relativa de água na produção. O desvio padrão de 33,33 e o coeficiente de variação de 110,8% revelam alta variabilidade, o que está de acordo com os picos acentuados observados na Figura 05. O valor máximo da RAO, 423,45, é o maior da amostra, indicando episódios de extrema ineficiência produtiva em determinados períodos. Esse comportamento sugere sérios problemas operacionais ou entrada de água no reservatório, principalmente em fases mais recentes da série histórica.

Analisando o poço 7-FP-275-RN, observa-se que ele tem a maior média de RAO dentre os três (35,83), o que aponta para uma condição geral de produção ainda mais crítica do que o 7-FP-265-RN. Seu desvio padrão é o maior (39,26), embora o coeficiente de variação (109,6%) seja ligeiramente inferior ao do 7-FP-265-RN, indicando elevada instabilidade proporcional. O valor máximo de 221,71 mostra que, embora esse poço não tenha alcançado os picos extremos do 7-FP-265-RN, ele manteve níveis elevados de RAO por períodos mais sustentados. Esses dados sugerem que o poço 7-FP-275-RN sofre com uma produção consistentemente prejudicada pela presença de água, tornando-o o mais desafiador para manutenção da eficiência entre os três analisados.

4.3 Distância entre os poços

A Figura 07 contém a imagem dos poços e suas respectivas distâncias em si. Foi possível identificar que dois dos três poços pesquisados são próximos, sendo o 7-FP-265-RN e 7-FP-275-RN, com distância de 1,98 km. O poço 7-CAM-818-RN é o mais distante de ambos, com 79,14 km do poço 7-FP-265-RN e 77,46 km do poço 7-FP-275-RN.

Figura 07 – Distâncias entre os poços



Fonte: Google Earth (2025).

A análise espacial dos poços (Figura 07), reforça a hipótese de que a localização geográfica dentro da bacia pode ter influência direta nos valores da razão água/óleo observados no Quadro 02. Os poços 7-FP-265-RN e 7-FP-275-RN estão situados muito próximos um do outro, com uma distância de apenas 1,98 km, sugerindo que compartilham condições geológicas semelhantes, como por exemplo, litologia, estrutura do reservatório, pressão, grau de saturação de água e óleo, e características operacionais comuns. Ambos os poços apresentaram valores elevados de RAO, com médias de 30,08 e 35,83 respectivamente, além de altos desvios padrão e picos de até 423,45 no 7-FP-265-RN, o que indica que a região onde esses dois poços estão localizados pode ser mais suscetível à produção de água, seja por avanço natural da água no reservatório ou por problemas como canais de comunicação hidráulica ou fraturas.

Analizando a localização do poço 7-CAM-818-RN, que está localizado a cerca de 79 km de distância dos dois anteriores, este apresenta uma RAO média bastante inferior (5,73) e variação significativamente menor. Essa diferença sugere que o compartimento geológico onde o 7-CAM-818-RN está inserido possui características mais favoráveis à produção de óleo, com menor intrusão de

água. A distância pode representar não apenas um afastamento físico, mas também uma mudança significativa no tipo de reservatório, no grau de maturidade, na estrutura de falhas e na qualidade da rocha reservatório. Além disso, a separação espacial reduz a chance de interferência entre poços (por exemplo, queda de pressão regional ou migração de fluidos), o que pode favorecer a manutenção da eficiência produtiva ao longo do tempo.

5 CONCLUSÃO

Esta pesquisa mostrou uma análise preliminar da razão água-óleo (RAO) em poços de petróleo da Bacia Potiguar, considerando dados de produção entre os anos de 2002 e 2024. Os dados demonstraram que há uma tendência clara de aumento da RAO ao longo do tempo, especialmente em poços com mais tempo de operação, confirmando o que é amplamente discutido na literatura técnica e científica. A partir de uma abordagem quantitativa, fundamentada em dados secundários extraídos de fontes oficiais, foi possível traçar um cenário técnico sobre o comportamento da RAO em três poços selecionados: 7-CAM-818-RN, 7-FP-265-RN e 7-FP-275-RN.

Os resultados obtidos demonstram que a RAO apresenta tendência crescente ao longo do tempo, refletindo o aumento progressivo da produção de água em relação ao óleo, um comportamento típico de reservatórios em fase de maturação. Essa comprovação mostra a importância do monitoramento contínuo da RAO como indicador da eficiência produtiva dos poços, bem como da viabilidade econômica da continuidade das operações. Dessa forma, considera-se respondido o problema desta pesquisa: **Qual seria o desempenho da Razão Água-Óleo em uma amostra de poços de petróleo da bacia potiguar?**

O estudo respondeu ao problema de pesquisa ao demonstrar que, embora todos os três poços analisados tenham iniciado sua produção no mesmo período (2002), o desempenho da RAO variou significativamente entre eles. O poço 7-CAM-818-RN apresentou os menores valores médios de RAO (5,73), indicando uma produção mais eficiente, com menor presença de água, enquanto os poços 7-FP-265-RN e 7-FP-275-RN apresentaram médias elevadas (30,08 e 35,83, respectivamente), refletindo maiores desafios operacionais com severa intrusão de água e baixa eficiência na extração de óleo.

Além disso, a análise espacial contribuiu para a compreensão dos resultados: os poços 7-FP-265-RN e 7-FP-275-RN, que apresentaram RAO mais elevadas, estão localizados a apenas 1,98 km de distância entre si, o que sugere que compartilham um mesmo compartimento geológico com características menos favoráveis — como canais de comunicação hidráulica ou falhas — que facilitam a invasão de água. Por outro lado, o poço 7-CAM-818-RN, localizado a mais de 77 km dos demais, está provavelmente inserido em uma formação distinta e mais estável, com menor saturação de água, o que pode justificar seu melhor desempenho produtivo.

Entre as limitações da pesquisa, ressalta o uso de uma amostra reduzida de poços e a dependência de dados secundários, o que pode restringir a generalização dos resultados. Mas essas limitações não invalidam os resultados encontrados, mas apontam para a necessidade de aprofundamento. Também pode destacar como limitação, o uso exclusivo de análise descritiva e série temporal univariada da RAO, sem integração com outras variáveis geológicas, operacionais ou de pressão do reservatório. A ausência de métodos estatísticos mais robustos, como modelagem espaço-temporal e interpolação geoestatística (utilizando a latitude e longitude dos poços), limita a capacidade de prever o comportamento da RAO em áreas vizinhas ou identificar padrões espaciais de invasão de água em escala regional.

Como sugestões para trabalhos futuros, propõe-se a incorporação de análises de estatística espacial, como krigagem, para mapear zonas críticas de alta RAO dentro da Bacia Potiguar. Além disso, recomenda-se o uso de modelos de séries temporais multivariadas, que integrem variáveis como pressão, vazão de gás e histórico de intervenções nos poços, com o objetivo de prever tendências futuras da RAO e identificar pontos de ruptura. Tais abordagens podem melhorar substancialmente a tomada de decisão técnica e econômica no gerenciamento da produção de petróleo em campos maduros.

Como contribuição científica, este trabalho mostra a relevância da RAO como ferramenta de gestão na engenharia de reservatórios, reforçando sua aplicação na tomada de decisão sobre a continuidade produtiva, o abandono de poços ou a adoção de estratégias de recuperação. A análise contribui para reforçar a importância da RAO como um indicador estratégico e operacional dos poços, além de destacar a necessidade de práticas eficientes de gestão da água produzida.

REFERÊNCIAS

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS E NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. n. 99. 2018. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletinsanp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/boletim-janeiro-2019.pdf. Acesso em: 10 maio. 2025.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2021. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dadosestatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim_reservas_2021.pdf. Acesso em: 10 de maio de 2025.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2021. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dadosestatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim_reservas_2021.pdf. Acesso em: 10 de maio de 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Nota Técnica Nº 8/2022/SAG/ANP. Rio de Janeiro, 2022. Brasília: ANP, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/arquivos-classificacao-de-modelos-exploratorios/nota-tecnica-08-2022-sag.pdf>. Acesso em: 12 de julho de 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Boletim mensal da produção de petróleo e gás natural – ano 2024. Brasília: ANP, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/dados-estatisticos/boletins-da-producao>. Acesso em: 12 de julho de 2025.

ASSUNÇÃO, C. S. L. T. **Uso de gráficos de controle para o monitoramento contínuo da razão água-óleo em campos da Bacia Potiguar**. 2018. 111f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.

BRASIL. Lei n.º 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o conselho nacional de política energética e a agência nacional do petróleo e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, ago. 1997.

CDP – CONSULTA DE DADOS PÚBLICOS. Tabela de Poços Perfurados no País. Disponível: https://cdp.anp.gov.br/ords/r/cdp_apex/consulta-dados-publicos-cdp/consulta-de-po%C3%A7os?session=7288327500716. Acesso em: 8 de agosto de 2025.

DA SILVA, R. P. V. **Sistemas de Separação Submarina como Estratégia para Mitigar Problemas de Garantia de Escoamento**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2015.

DELLINGHAUSEN, B. N.; FRIGERI, J. A. **Estrutura financeira de mercado na indústria do petróleo**. Atena Editora: Atena Editora, 2024.

GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Statistics. 2011. Disponível em: <http://www.iea.org/stats>. Acesso em: 8 de agosto de 2025.

MENDES, A. P. A.; TEIXEIRA, C. A. N.; Rocio, M. A. R.; d'Oliveira, L. A. S. **Panoramas Setoriais 2010 – Petróleo e Gás**. 2017. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/14243/2/Panoramas%20Setoriais%202030%20-%20Petr%C3%B3leo%20e%20G%C3%A1s_P.pdf. Acesso em: 8 de agosto de 2025.

MENESES, Z. I. **Extração de boro de água produzida sintética por sistema microemulsionado**.

2011. 104 f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

PRODANOV, C. C.; FREITAS, E. C. **Metodologia do trabalho científico**: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico. 2. ed. Editora Feevale, 2013.

ROCHA, A. L. S. **Implementação e análise espaço-temporal do valor presente líquido (dinâmico) em reservatórios de petróleo**. Orientadora: Dra. Marcela Marques Vieira. 2024. 339f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2024.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. GOV.Dados estatísticos. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acesso em: 14 de julho de 2025.

THOMAS, J. E. (org.). **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. E-book. Disponível em: <https://plataforma.bvirtual.com.br>. Acesso em: 14 de julho de 2025.

YIN, R. K. **Estudo de caso**: planejamento e métodos. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.