RCMOS – Revista Científica Multidisciplinar O Saber.
ISSN: 2675-9128. São Paulo-SP.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

Disponibilidade de sondas como variável de produção em campos maduros terrestres e as lições dos Estados Unidos e do Canadá para o onshore brasileiro

Rig availability as a production variable in mature onshore fields and the lessons from the United States and Canada for Brazilian onshore operations

Disponibilidad de plataformas como variable de producción en campos terrestres maduros y las lecciones de Estados Unidos y Canadá para el país brasileño

Daniel Haddad Cavalcante[1]

[1] Engenheiro Mecânico de Produção pela Universidade Paulista (2005) e MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas (2009).

RESUMO

A produção terrestre brasileira de petróleo e gás natural atingiu 206,8 mil barris de óleo equivalente por dia em 2022, o menor patamar da série recente, e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis projeta 300,3 mil boe/d para 2028. Este artigo examina quais práticas associadas ao desempenho terrestre de Estados Unidos e Canadá podem ser aplicadas aos campos maduros do Nordeste brasileiro. Trata-se de pesquisa exploratória e descritiva, de abordagem qualitativa, baseada em análise documental de dados públicos da ANP, da U.S. Energy Information Administration, do Canadá Energy Regulator, da Baker Hughes e da Interstate Oil and Gas Compact Commission, articulada à literatura de gestão da manutenção e à observação técnica do autor em operações norte-americanas e canadenses. Os resultados indicam que, em 2025, cerca de 74% do petróleo produzido nos 48 estados contíguos dos Estados Unidos veio de poços perfurados antes daquele ano, embora o país tenha operado com menos sondas. No Brasil, onde a vazão média estimada por poço terrestre fica na ordem de 40 boe/d, cada dia de poço parado à espera de intervenção pesa sobre o resultado. Propõe-se tratar a disponibilidade da frota de workover como variável de produção e adaptar o indicador de eficácia global de equipamentos, originário da manutenção produtiva total, à realidade das sondas terrestres.

Palavras-chave: campos maduros. onshore. sondas de workover. gestão da manutenção. eficácia global de equipamentos.

ABSTRACT

Brazilian onshore oil and natural gas production fell to 206.8 thousand barrels of oil equivalent per day in 2022, the lowest level in the recent series, and the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels projects 300.3 thousand boe/d for 2028. This article examines which practices associated with onshore performance in the United States and Canada can be applied to mature fields in Northeastern Brazil. It is an exploratory and descriptive study with a mixed qualitative and quantitative approach, based on documentary analysis of public data from ANP, the U.S. Energy Information Administration, the Canada Energy Regulator, Baker Hughes and the Interstate Oil and Gas Compact Commission, combined with the maintenance management literature and the author's technical observation of North American operations. The results show that in 2025 about 74% of the crude oil produced in the U.S. Lower 48 came from wells drilled before that year, even though the country operated fewer rigs. In Brazil, where the estimated average rate per onshore well is in the order of 40 boe/d, every day a well waits for intervention and weighs on results. The article proposes treating workover fleet availability as a production variable and adapting the overall equipment effectiveness indicator, which originated in total productive maintenance, to onshore rigs.

Keywords: mature fields. onshore. workover rigs. maintenance management. overall equipment effectiveness.

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

1 INTRODUÇÃO

A indústria brasileira de petróleo convive com uma assimetria pouco discutida fora do meio técnico. Em dezembro de 2025, os campos marítimos responderam por 97,9% do petróleo produzido no país, ao passo que 5.501 dos 6.048 poços em produção estavam em terra. A distribuição revela dois mundos operacionais distintos. De um lado, o pré-sal, cujos poços chegam a produzir em média cerca de 25 mil boe por dia, conforme observa Souza (2019). De outro, milhares de poços terrestres de baixa vazão, instalados em campos com décadas de operação, nos quais a produção depende de intervenções frequentes para não declinar.

O Nordeste concentra a maior parte desse universo terrestre. Bahia, Maranhão, Rio Grande do Norte, Sergipe e Alagoas somaram 145,19 mil boe/d em dezembro de 2025, o equivalente a 58,5% da produção onshore nacional, distribuídos em 268 campos ativos (Com avanço do pré-sal..., 2026). Grande parte desses ativos passou da Petrobras para operadoras independentes, entre elas PetroReconcavo, 3R Petroleum, Origem Energia e SPE Tiêta (Nordeste amplia..., 2025). Souza (2019) chama atenção para o fato de que o fator de recuperação médio de campos brasileiros, de cerca de 24% na Bacia de Campos, permanece abaixo da média mundial de 35%, e interpreta a política regulatória recente como um esforço para entregar esses campos a empresas dedicadas a prolongar sua vida útil.

Diante desse quadro, este artigo procura responder a uma pergunta de natureza prática. Das práticas que sustentam a produtividade terrestre nos Estados Unidos e no Canadá, quais podem ser transferidas aos campos maduros brasileiros e quais esbarram em condições geológicas, logísticas e de mercado próprias do país? O objetivo geral é identificar alavancas operacionais transferíveis, com ênfase na gestão da frota de sondas. Como objetivo específico, propõe-se um indicador de desempenho para sondas de intervenção inspirado na literatura de manutenção produtiva total. O texto apresenta, além desta introdução e da metodologia, seis seções de desenvolvimento e as considerações finais.

2 METODOLOGIA

Quanto aos objetivos, a pesquisa classifica-se como exploratória e descritiva, nos termos de Gil (2017), pois busca proporcionar maior familiaridade com um problema ainda pouco tratado na literatura nacional e, ao mesmo tempo, descrever características de três sistemas produtivos distintos. Quanto aos procedimentos, adota a pesquisa documental e bibliográfica. A abordagem é quali-quantitativa, já que combina a leitura de indicadores numéricos

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

publicados por órgãos reguladores e empresas com a interpretação desses dados à luz de conceitos consolidados de gestão da manutenção e de engenharia de produção.

O corpus documental reúne quatro conjuntos de fontes. Para o Brasil, foram utilizados dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) sobre produção terrestre, número de poços e projeções até 2028, além de atos normativos como a Resolução ANP nº 749/2018 e documentos do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE). Para os Estados Unidos, empregaram-se publicações da U.S. Energy Information Administration (EIA), contagens de sondas da Baker Hughes e relatórios da Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC) sobre poços marginais. Para o Canadá, recorreu-se ao Canada Energy Regulator (CER). Completam o corpus as divulgações operacionais e financeiras da PetroReconcavo, escolhida por manter frota própria de sondas de perfuração e de workover e por ser a empresa em que o autor atua, e a literatura acadêmica sobre manutenção, confiabilidade e produção enxuta.

O tratamento dos dados consistiu na comparação de séries de produção, número de sondas ativas e composição da produção entre poços novos e poços existentes. Quando necessário, foram calculados indicadores derivados, como a vazão média aproximada por poço e a participação da base existente na produção total, sempre com indicação explícita do caráter aproximado do cálculo. Reconhecem-se três limitações. A geologia norte-americana recente é dominada por reservatórios não convencionais, enquanto o Nordeste brasileiro opera campos convencionais maduros. As fontes utilizam unidades distintas, como barris de óleo, barris de óleo equivalente e óleo mais equivalentes. Por fim, parte dos números brasileiros para 2025 e 2028 corresponde a projeções declaradas pelas empresas à ANP, e não a produção realizada.

A análise documental foi complementada pela observação técnica do autor durante visitas de benchmarking a operações terrestres nos Estados Unidos e no Canadá e pela experiência na implantação de 15 sondas de completação e 3 sondas de perfuração na Bahia e no Rio Grande do Norte. Essa observação não seguiu protocolo sistemático de coleta e, por isso, é tratada como fonte interpretativa, usada para formular hipóteses e propostas, e não como evidência estatística. Em respeito ao sigilo empresarial, nenhum dado interno não divulgado publicamente foi utilizado.

3 O ONSHORE BRASILEIRO E A RETOMADA DOS CAMPOS MADUROS

O declínio da produção terrestre brasileira antecede em muitos anos o debate atual sobre revitalização. Souza (2019), com base em dados da ANP, registra que a produção em terra caiu

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

RCMOS – Revista Científica Multidisciplinar O Saber.
ISSN: 2675-9128. São Paulo-SP.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

cerca de 30% entre 2010 e 2017, período em que a maior parte dos campos terrestres já somava mais de vinte anos de operação. Em campos dessa idade, a queda de pressão do reservatório e o aumento da produção de água exigem elevação artificial, limpezas, trocas de equipamentos de fundo e recompletações em ritmo constante. Quando o capital de uma mesma companhia disputa espaço entre esses poços e projetos marítimos de altíssima vazão, a intervenção em terra tende a perder prioridade. O mesmo autor sustenta que, nessas condições, era razoável esperar pouco apetite das grandes operadoras por investimentos em ativos maduros.

A resposta do poder público veio em camadas. Em janeiro de 2017, o Ministério de Minas e Energia lançou em Salvador o REATE, programa voltado a reverter o declínio da produção terrestre e ampliar a participação de novos agentes no segmento (Bahia, 2017). O grupo de trabalho do programa publicou, em setembro do mesmo ano, um diagnóstico com planos de ação para políticas governamentais, regulação e financiamento (Brasil, 2017). Em 2018, a Resolução ANP nº 749 passou a permitir a redução dos royalties para até 5% sobre a produção incremental de campos maduros, condicionada à revisão do plano de desenvolvimento e aplicada apenas ao volume adicional efetivamente produzido (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2018). Souza (2019) acrescenta que a ANP passou a admitir o uso de reservas como garantia de financiamento, modalidade conhecida como reserve based lending.

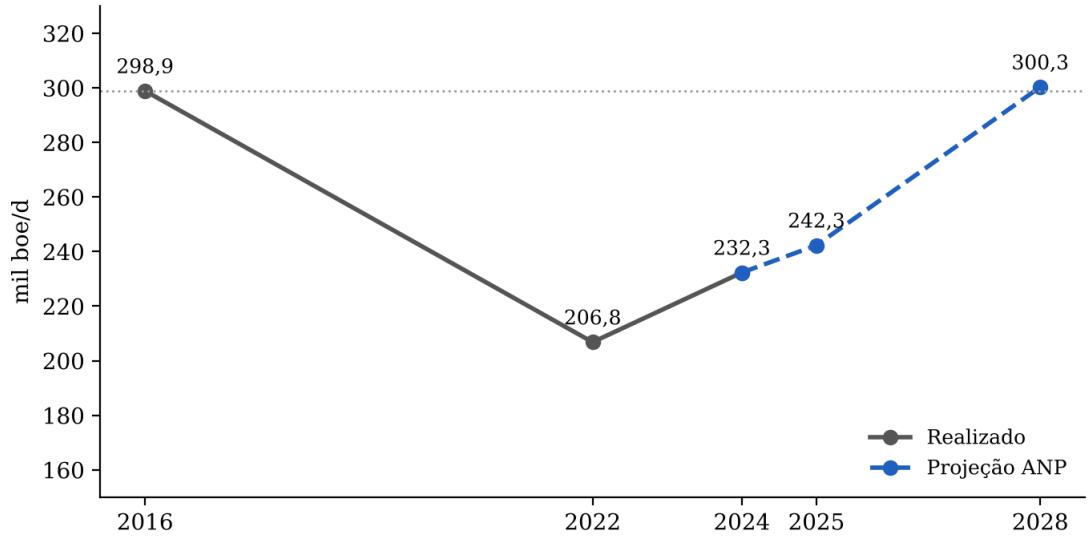
O efeito dessas medidas aparece na trajetória recente. A produção terrestre atingiu o mínimo de 206,79 mil boe/d em 2022, subiu para 232,33 mil boe/d em 2024 e, segundo dados enviados pelas empresas à ANP, deve chegar a 242,28 mil boe/d em 2025 e a 300,27 mil boe/d em 2028, crescimento de 29% sobre 2024 (Produção brasileira..., 2025). A própria agência atribui a reversão à combinação entre incentivos regulatórios e a entrada de novos operadores após o desinvestimento da Petrobras. Aviz (2025) observa que, mantido esse ritmo, a produção voltaria a um patamar próximo ao de 2016, quando somou cerca de 298,9 mil boe/d. O Gráfico 1 sintetiza essa curva, separando os valores realizados das projeções.

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

RCMOS – Revista Científica Multidisciplinar O Saber.
ISSN: 2675-9128. São Paulo-SP.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

Gráfico 1 - Produção terrestre de petróleo e gás natural no Brasil, valores realizados e projetados (mil boe/d)



Fonte: elaborado pelo autor com dados da ANP divulgados em Produção brasileira (2025) e Aviz (2025).

A estrutura atual do onshore ajuda a entender por que a gestão operacional pesa tanto. O Nordeste reúne cerca de 2.300 poços terrestres em produção, dos quais aproximadamente 1.050 na Bahia, e em novembro de 2025 o Rio Grande do Norte produziu 29,9 mil barris de petróleo por dia, contra 20,1 mil barris na Bahia (Com 2.300 poços..., 2026). A produção é pulverizada. Canto do Amaro, um dos campos mais conhecidos do Rio Grande do Norte, entregou 5 mil boe/d em dezembro de 2025, apenas 2,0% da produção terrestre nacional, e Carmópolis, em Sergipe, quinto maior campo onshore do país, entregou 8 mil boe/d, ou 3,2% do total (Com avanço do pré-sal..., 2026). Nenhum ativo isolado define o resultado do segmento, que depende do desempenho somado de milhares de poços.

A leitura aqui proposta é que a curva em V do Gráfico 1 diz menos sobre o reservatório e mais sobre a intensidade de intervenção. Os campos que voltaram a crescer depois de 2022 são, em grande medida, os mesmos que declinavam antes, com geologia conhecida e infraestrutura instalada. O que mudou foi a disposição dos novos operadores de executar workovers, perfurar poços de desenvolvimento e manter equipamentos em condição de operar. Se essa hipótese estiver correta, a disponibilidade de sondas e equipes passa a funcionar como restrição principal do sistema, no sentido que a engenharia de produção atribui ao gargalo de

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

RCMOS – Revista Científica Multidisciplinar O Saber.
ISSN: 2675-9128. São Paulo-SP.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

uma linha. É com esse enquadramento que as seções seguintes examinam as experiências norte-americana e canadense.

4 ESTADOS UNIDOS, MAIS PRODUÇÃO COM MENOS SONDAS

Os Estados Unidos produziram em 2025 uma média de 13,6 milhões de barris de petróleo bruto por dia, recorde histórico e alta de 3% sobre o ano anterior (U.S. Energy Information Administration, 2026). O dado chama atenção pelo contexto em que foi obtido. Segundo a mesma fonte, o número médio de sondas ativas por mês nos 48 estados contíguos foi 5% menor que em 2024, e a quantidade de poços perfurados caiu 1%, movimento que a agência relaciona à queda do preço do WTI de 77 para 65 dólares por barril. A contagem semanal da Baker Hughes confirma a tendência, com 546 sondas ativas no país ao fim de dezembro de 2025, contra 589 um ano antes (Baker Hughes, 2025). Produzir mais com menos equipamentos só é possível quando cada unidade entrega mais por hora operada.

A composição da produção é o dado mais relevante para o argumento deste artigo. A EIA decompõe o volume de 2025 em duas parcelas, a dos poços que entraram em operação naquele ano, responsáveis por 2,9 milhões de barris por dia, e a dos poços perfurados anteriormente, que responderam por 8,3 milhões de barris por dia (U.S. Energy Information Administration, 2026). Em termos relativos, cerca de 74% da produção dos 48 estados contíguos veio da base já existente. Mesmo no país que se tornou símbolo da perfuração intensiva, o volume é sustentado principalmente por poços antigos, cuja produção depende de monitoramento, manutenção de equipamentos de elevação e intervenções oportunas. A perfuração nova, embora visível, é a parcela menor do resultado anual.

A concentração geográfica reforça a importância da eficiência por equipamento. A região do Permian, entre o oeste do Texas e o sudeste do Novo México, respondeu por 48% do petróleo norte-americano em 2025 e cresceu 280 mil barris por dia, chegando a 6,6 milhões de barris por dia (U.S. Energy Information Administration, 2026). Em análise anterior, a própria EIA atribuiu os ganhos de produtividade da região a laterais mais longas, ao espaçamento otimizado entre poços e a projetos de fraturamento mais elaborados (EIA..., 2024). São técnicas específicas de reservatórios não convencionais, sem correspondência direta nos campos maduros do Recôncavo ou da Bacia Potiguar. O que se transfere não é a técnica de completação, e sim a disciplina de medir e melhorar continuamente o desempenho de cada sonda e de cada poço.

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

A literatura acadêmica ajuda a qualificar essa leitura. Kleinberg et al. (2018), ao estudarem a dinâmica do mercado de tight oil, mostraram que a produção norte-americana continuou crescendo mesmo quando os preços caíram abaixo dos pontos de equilíbrio estimados por analistas em 2014 e 2015. Os autores atribuem parte desse comportamento à disponibilidade de equipamentos especializados construídos nos anos anteriores para o gás de folhelho e ao declínio mais lento da produção em nível de campo, sustentada por um grande número de poços mais antigos. Mostram também que, à medida que o preço cai, o critério econômico relevante migra do custo do ciclo completo para o custo de extração, o que desloca o foco da decisão para a eficiência da operação corrente.

Para o onshore brasileiro, a consequência prática é deixar de usar o número de sondas como medida principal de atividade. Uma frota maior com baixa disponibilidade pode entregar menos intervenções concluídas que uma frota menor bem mantida, e o que o poço percebe é o tempo até a intervenção, não o tamanho do parque de equipamentos. A experiência norte-americana sugere três indicadores mais informativos, que são o tempo efetivo de operação de cada sonda, o volume de produção restabelecido por intervenção e o tempo médio de espera dos poços parados. Em campos maduros, onde a base existente responde por praticamente toda a produção, esses indicadores medem diretamente a capacidade da operadora de proteger o volume que já tem.

5 CANADÁ E O CRESCIMENTO SOBRE A BASE EXISTENTE

O Canadá encerrou 2025 com produção média de 5,35 milhões de barris por dia de petróleo e equivalentes, superando o recorde de 5,14 milhões registrado em 2024 (Canada Energy Regulator, 2026). Segundo o regulador federal, o país estabelece um novo recorde a cada ano desde 2020, com Alberta respondendo por 83,8% do volume nacional. A província acrescentou 182 mil barris por dia em 2025, alta de 4%, puxada pelo betume não beneficiado, enquanto Newfoundland and Labrador cresceu cerca de 30 mil barris por dia. Ao contrário do caso norte-americano, a expansão canadense não se apoia em uma onda de perfuração horizontal, e sim no aumento da produção de operações de grande porte já instaladas, sobretudo nas areias betuminosas.

Esse padrão de crescimento tem uma condição externa importante. O Canadá Energy Regulator (2026) relaciona o avanço recente à entrada em operação da expansão do oleoduto Trans Mountain, em maio de 2024, que abriu capacidade adicional de escoamento a partir do oeste do país. A produção de 2025 cresceu justamente para ocupar esse espaço. A lição tem

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

RCMOS – Revista Científica Multidisciplinar O Saber.
ISSN: 2675-9128. São Paulo-SP.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

alcance além da geografia canadense. Em sistemas produtivos maduros, o volume adicional tende a surgir do melhor aproveitamento de instalações existentes e da remoção de restrições logísticas, e menos de grandes projetos novos. A infraestrutura de escoamento e de processamento passa a ser parte do problema de produção, e não um elemento externo a ele.

A frota canadense de sondas exibe uma característica que interessa diretamente à gestão da manutenção, a sazonalidade. Na semana encerrada em 23 de janeiro de 2026, havia 231 sondas ativas no país. Em maio de 2025, a contagem havia caído para 114 unidades, e ao fim de dezembro de 2025 estava em 101, ainda assim sete a mais que um ano antes (Baker Hughes, 2025). A atividade concentra-se no inverno, quando o solo congelado permite o tráfego de equipamentos pesados, e recua no degelo da primavera, quando restrições de carga nas estradas limitam a movimentação. Uma frota que varia mais de 50% ao longo do ano precisa de um calendário rigoroso para concentrar inspeções e reformas nos períodos de baixa demanda.

O onshore brasileiro não enfrenta neve, mas convive com restrições previsíveis que podem ser tratadas com a mesma lógica. Em algumas regiões produtoras, períodos chuvosos afetam vias de acesso não pavimentadas, e paradas programadas de instalações de superfície interrompem temporariamente a produção de grupos de poços. Em dezembro de 2025, por exemplo, a produção da PetroReconcavo recuou 0,7% em relação a novembro, principalmente por causa de uma parada programada de manutenção no Ativo Potiguar (Simões, 2026). Sincronizar a manutenção pesada das sondas com essas janelas, em vez de tratá-la como evento independente, reduz a soma de horas improdutivas do sistema. É a mesma racionalidade que orienta o planejamento de paradas na indústria de processo.

O paralelo com a infraestrutura de escoamento também se aplica ao Nordeste. Em janeiro de 2025, uma parada programada de três dias afetou o escoamento do gás produzido pela PetroReconcavo (PetroReconcavo, 2025a), e, na divulgação dos resultados de 2025, a companhia destacou a aquisição de 50% dos ativos de midstream da Brava Energia no Rio Grande do Norte, incluindo a unidade de processamento de gás natural de Guamaré (Lucro da PetroReconcavo..., 2026). Movimentos desse tipo indicam que operadoras independentes passaram a enxergar o controle do escoamento como condição para proteger a produção, à semelhança do que ocorreu no Canadá em escala muito maior. Para a gestão de ativos, a consequência é ampliar o escopo da integridade, que deixa de se limitar à sonda e ao poço e passa a abranger a cadeia que leva o óleo e o gás até o ponto de venda.

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

RCMOS – Revista Científica Multidisciplinar O Saber.
ISSN: 2675-9128. São Paulo-SP.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

6 POÇOS MARGINAIS E A ECONOMIA DA BAIXA VAZÃO

Os Estados Unidos mantêm há décadas uma categoria estatística própria para poços de baixa produção. A Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC), associação que reúne os reguladores estaduais de petróleo e gás, classifica como marginal, ou stripper, o poço que produz até 10 barris de petróleo por dia ou até 60 mil pés cúbicos de gás por dia (Watching government..., 2016). A definição não é apenas técnica. O petróleo marginal é descrito como aquele produzido por poços que operam no limite inferior da rentabilidade (Nebraska, [2014?]), o que significa que pequenas variações de custo, preço ou tempo de parada decidem se o poço continua produzindo ou é abandonado. Essa fronteira econômica é justamente o território em que a gestão da manutenção faz mais diferença.

Os números mostram o peso coletivo desses poços. Em 2012, os 409.593 poços marginais de petróleo do país produziram mais de 268,7 milhões de barris, o equivalente a 17,2% de todo o petróleo norte-americano naquele ano (Nebraska, [2014?]), o que corresponde a uma média aproximada de 1,8 barril por dia por poço. O relatório da IOGCC de 2015 indicou que 72,2% dos poços em operação no país eram marginais e que, em dez anos, essa categoria havia produzido 2,85 bilhões de barris de petróleo e 19,9 bilhões de mil pés cúbicos de gás (Watching government..., 2016). O mesmo documento estimou que a eliminação desses poços em 2015 teria provocado a perda direta de 57.560 empregos nos estados pesquisados.

O onshore brasileiro opera em escala superior à dos poços marginais norte-americanos, mas em ordem de grandeza muito distante da produção marítima. Dividindo a projeção de 242,28 mil boe/d para 2025 pelos 5.501 poços terrestres em produção em dezembro daquele ano, chega-se a cerca de 44 boe/d por poço, valor aproximado que inclui o gás natural e combina projeção com contagem pontual. Na PetroReconcavo, a produção média de 26,5 mil boe/d em 2025, distribuída por mais de 700 poços, resulta em menos de 38 boe/d por poço (Lucro da PetroReconcavo..., 2026). A comparação com os cerca de 25 mil boe/d por poço do pré-sal citados por Souza (2019) indica uma diferença de mais de quinhentas vezes entre as duas realidades.

Nessa escala, a economia do poço é governada pelo custo de extração e pelo tempo produtivo. No primeiro trimestre de 2025, o lifting cost da PetroReconcavo foi de US$ 13,93 por boe, redução de 4% em relação ao trimestre anterior (PetroReconcavo, 2025b). Kleinberg et al. (2018) mostram que, em cenários de preço baixo, a decisão de manter um poço produzindo passa a depender essencialmente desse tipo de custo. A título de ilustração, um poço de 40 boe/d que espera dez dias por uma sonda deixa de produzir 400 boe, enquanto parte relevante dos

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

custos fixos do campo continua incidindo. Multiplicado por dezenas de poços em fila, o tempo de espera se converte em perda de produção comparável à de um poço novo não perfurado.

A experiência norte-americana também alerta para o risco do abandono prematuro. Os registros estaduais distinguem poços temporariamente parados, poços tamponados e abandonados e poços órfãos, cujos responsáveis se tornaram insolventes ou não podem ser localizados (Nebraska, [2014?]). Um poço que permanece parado por muito tempo tende a exigir intervenção mais cara para voltar a produzir e se aproxima da decisão de abandono. Propõe-se, por isso, que a fila de intervenções seja priorizada pela produção restabelecida por dia de sonda, e não apenas pela ordem de chegada das solicitações ou pela conveniência logística. Esse critério converte a disponibilidade da sonda em volume e torna explícito o custo de cada dia de equipamento parado.

7 INTEGRIDADE DE ATIVOS E PADRONIZAÇÃO NORMATIVA EM SONDAS

A literatura brasileira de manutenção oferece uma definição que se ajusta bem ao problema das sondas terrestres. Kardec e Nascif (2009) entendem que a missão da manutenção é garantir a disponibilidade da função dos equipamentos e instalações para atender ao processo produtivo, com confiabilidade, segurança, preservação do meio ambiente e custo adequado. A formulação desloca o foco do reparo para a disponibilidade, que é exatamente a variável defendida neste artigo como determinante da produção em campos maduros. Moubray (1997), ao sistematizar a manutenção centrada em confiabilidade, segue linha semelhante ao propor que as estratégias de manutenção sejam definidas a partir da função que o ativo deve preservar e das consequências de cada modo de falha, e não da falha considerada isoladamente.

Garg e Deshmukh (2006), em revisão ampla da literatura sobre gestão da manutenção, organizam o campo em grandes grupos de questões, entre eles modelos de otimização, técnicas de manutenção, programação e sistemas de informação, e identificam uma mudança de paradigma em direção a abordagens mais integradas ao negócio. Aplicada a uma frota de sondas de workover, essa classificação ajuda a separar problemas que costumam ser tratados como um só. A escolha entre manutenção preventiva por tempo e manutenção por condição é uma questão de técnica. Decidir quando retirar uma sonda de operação sem comprometer a fila de poços é uma questão de programação. Saber quanta produção cada dia de parada custou exige sistema de informação que integre dados de manutenção e de produção.

No plano técnico, a referência internacional para as estruturas de sondas é a prática recomendada API RP 4G, cuja quinta edição, de 2019, estabelece procedimentos de operação,

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

RCMOS – Revista Científica Multidisciplinar O Saber.
ISSN: 2675-9128. São Paulo-SP.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

inspeção, manutenção e reparo de mastros, torres, subestruturas e acessórios de sondas de perfuração e de intervenção em poços (American Petroleum Institute, 2019). O documento se apresenta como complementar às instruções dos fabricantes e às recomendações de segurança da norma API 54, o que indica a lógica de camadas adotada pela indústria. O mastro é o componente cuja falha tem as consequências mais graves em uma sonda de workover, tanto para a segurança das equipes quanto para o tempo de indisponibilidade, e por isso está no centro do escopo dessa prática recomendada.

No Brasil, a camada legal de segurança é dada pelas Normas Regulamentadoras. A NR-12, com a redação estabelecida pela Portaria SEPRT nº 916, de 30 de julho de 2019, aplica-se a máquinas e equipamentos novos e usados e determina que sua aplicação considere as características das máquinas, o processo, a apreciação de riscos e o estado da técnica (Brasil, 2019). Na implantação das 18 sondas conduzida pelo autor na Bahia e no Rio Grande do Norte, essas duas camadas foram combinadas em checklists de verificação de integridade do tipo MODUSPEC, aplicados antes da entrada de cada equipamento em operação. A padronização reduziu a variabilidade entre unidades, simplificou a formação das equipes e tornou as falhas comparáveis entre sondas, condição necessária para a análise de causas.

Há, contudo, limites à transferência do modelo norte-americano nesse campo. O mercado de serviços e peças para sondas terrestres no Brasil é muito menor que o dos Estados Unidos, e itens importados podem ter prazos de reposição que transformam uma falha simples em semanas de indisponibilidade. A PetroReconcavo apresenta a integração vertical de sondas e serviços como fonte de menores custos e maiores eficiências (PetroReconcavo, 2024), estratégia que pode ser lida como resposta a essa restrição de mercado. Para a gestão de integridade, a consequência é a necessidade de uma política de sobressalentes críticos dimensionada pelo prazo de reposição e pelo impacto da falha na produção, e não apenas pelo custo unitário da peça.

8 DA LINHA DE MONTAGEM À SONDA

A indústria automotiva enfrentou há décadas um problema estruturalmente parecido com o das sondas em campos maduros. Ohno (1988) descreveu o sistema Toyota de produção como uma busca sistemática pela eliminação de desperdícios, sustentada pelo just in time e pela autonomação, e Womack, Jones e Roos (1990) difundiram o conceito de produção enxuta a partir de um estudo comparativo da indústria automobilística mundial. Em linhas de montagem com fornecimento sequenciado, como as que abastecem montadoras com assentos completos

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

RCMOS – Revista Científica Multidisciplinar O Saber.
ISSN: 2675-9128. São Paulo-SP.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

na ordem exata de produção dos veículos, uma estação parada interrompe a entrega ao cliente em questão de minutos. Nesse ambiente, a disponibilidade do equipamento é tratada como variável de produção desde a origem.

Foi nesse contexto que Nakajima (1988) estruturou a manutenção produtiva total e o indicador de eficácia global de equipamentos, o OEE, calculado pelo produto entre disponibilidade, desempenho e qualidade. O autor associa o indicador a seis grandes perdas, que são as quebras, as perdas por preparação e ajuste, as pequenas paradas e ociosidade, a redução de velocidade, os defeitos e retrabalhos e as perdas de partida. A força do OEE está em reunir em um único número perdas que normalmente pertencem a áreas diferentes da empresa. A manutenção responde pelas quebras, o planejamento pelas esperas e a operação pela qualidade, mas o equipamento só entrega resultado quando as três dimensões funcionam ao mesmo tempo.

A aplicação do OEE fora do contexto de origem é tema consolidado na literatura. Muchiri e Pintelon (2008), em revisão publicada no International Journal of Production Research, mostram como o indicador deu origem a variações como TEEP, PEE, OFE, OPE e OAE, discutem as diferenças entre a teoria e a prática em dois casos industriais e propõem um quadro para classificar e medir perdas de produção ajustável às necessidades de cada empresa. A conclusão dos autores autoriza a adaptação do indicador a ativos que não são máquinas de linha de montagem, desde que as definições de cada perda sejam coerentes com a realidade operacional. É essa abertura metodológica que permite levar o conceito até a frota de sondas.

Propõe-se, assim, uma adaptação do OEE às sondas de intervenção, expressa pela Equação (1).

$$OEE_{sonda} = D \times P \times Q \quad (1)$$

Nessa formulação, D representa a disponibilidade, dada pela razão entre as horas em que a sonda esteve apta a operar e as horas planejadas no período. P representa o desempenho, dado pela razão entre o tempo padrão das intervenções concluídas e o tempo efetivamente operado, à semelhança da taxa de desempenho de Nakajima (1988). Q representa a qualidade, medida pela fração das intervenções que não exigiram retorno ao mesmo poço em prazo definido pela operadora. Acompanhado com o tempo médio entre falhas e o tempo médio de reparo, o indicador permite distinguir perdas por falha de equipamento, perdas por planejamento e perdas por qualidade da intervenção. Trata-se de proposta conceitual, cuja validação depende de séries operacionais internas.

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

RCMOS – Revista Científica Multidisciplinar O Saber.
ISSN: 2675-9128. São Paulo-SP.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

Uma segunda contribuição da manufatura vem do trabalho de Shingo (1985) sobre a troca rápida de ferramentas, o sistema SMED, cuja ideia central é converter atividades de preparação interna, realizadas com a máquina parada, em preparação externa, realizada com a máquina em funcionamento. No onshore, o equivalente à preparação é a sequência de desmontagem, transporte e montagem da sonda entre um poço e outro, período em que o equipamento não intervém em nenhum poço. Preparar a locação seguinte, pré-posicionar materiais e concluir verificações documentais antes da chegada da sonda são formas de externalizar essa preparação. Na experiência do autor, que atuou em implantação de linhas automotivas antes de chegar ao petróleo, é nesse intervalo entre poços que se encontram os ganhos de disponibilidade mais rápidos e menos dependentes de investimento.

CONCLUSÃO

Este artigo partiu da pergunta sobre quais práticas associadas ao desempenho terrestre de Estados Unidos e Canadá poderiam ser aplicadas aos campos maduros brasileiros. A análise dos dados públicos e da literatura indica que a contribuição mais relevante da experiência norte-americana não está nas técnicas de perfuração e completação desenvolvidas para reservatórios não convencionais. Ela está na forma de gerir a base de poços existente e na disciplina de medir o desempenho de cada equipamento, aspectos que não dependem da geologia e podem ser incorporados à rotina das operadoras brasileiras.

No Brasil, a produção terrestre percorreu uma trajetória em V, com mínimo em 2022 e projeção de retorno ao patamar de 2016 até 2028. As políticas públicas iniciadas com o REATE e a redução de royalties sobre a produção incremental criaram as condições econômicas para essa retomada, e a transferência de ativos para operadoras independentes trouxe agentes dispostos a investir em campos que haviam perdido prioridade. A regulação, porém, define apenas o espaço de possibilidades. O volume efetivamente entregue depende da capacidade operacional de quem está no campo.

O caso dos Estados Unidos mostra que é possível produzir mais com menos sondas. Em 2025, o país bateu recorde de produção com menos equipamentos ativos e menos poços perfurados, e cerca de três quartos do volume dos 48 estados contíguos vieram de poços perfurados em anos anteriores. Para campos maduros, nos quais praticamente toda a produção vem da base existente, essa constatação reforça que a medida relevante de atividade não é o tamanho da frota, e sim a quantidade de intervenções bem executadas por unidade de tempo.

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

O Canadá, por sua vez, cresceu apoiado em instalações existentes e na remoção de gargalos de escoamento, além de operar com uma frota de sondas fortemente sazonal. Dessas características derivam duas lições para o Nordeste brasileiro. A primeira é alinhar a manutenção pesada das sondas às janelas previsíveis de menor demanda, como paradas programadas de instalações de superfície. A segunda é ampliar o conceito de integridade para incluir a infraestrutura de escoamento e processamento, que já vem sendo incorporada por operadoras independentes.

A comparação com os poços marginais norte-americanos evidencia a economia própria da baixa vazão. Com produção média estimada na ordem de 40 boe/d por poço, o onshore brasileiro opera em uma faixa em que o custo de extração e o tempo produtivo determinam a viabilidade de cada ativo. Nesse contexto, a priorização da fila de intervenções pela produção restabelecida por dia de sonda surge como critério simples e de alto impacto, capaz de reduzir perdas e de evitar que poços parados por muito tempo se aproximem do abandono.

No campo da integridade de ativos, a definição de manutenção centrada na disponibilidade da função oferece base conceitual sólida para o argumento. A combinação entre a prática recomendada API RP 4G e a NR-12, traduzida em checklists padronizados de verificação, mostrou-se um caminho viável para reduzir a variabilidade entre sondas e tornar as falhas comparáveis. A restrição de mercado de peças e serviços no Brasil, por outro lado, exige política de sobressalentes críticos orientada pelo prazo de reposição e pelo impacto da falha na produção.

A principal contribuição propositiva do estudo é a adaptação do indicador de eficácia global de equipamentos às sondas de intervenção, acompanhada da aplicação dos princípios de troca rápida ao intervalo entre poços. Ambas as propostas transportam para o onshore ferramentas consolidadas na indústria automotiva, onde a disponibilidade de equipamento sempre foi tratada como variável de produção. A convergência entre os dois setores sugere que a gestão de sondas em campos maduros tem mais em comum com a gestão de uma linha de montagem do que costuma ser reconhecido.

O estudo apresenta limitações que abrem caminho para pesquisas futuras. As comparações internacionais envolvem geologias, unidades e escalas distintas, parte dos dados brasileiros corresponde a projeções, e a observação de campo não seguiu protocolo sistemático. Recomenda-se testar o indicador proposto com séries operacionais de diferentes operadoras e investigar estatisticamente a relação entre disponibilidade de sondas e produção. Se a hipótese

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

se confirmar, a retomada do onshore brasileiro dependerá menos de novas descobertas e mais da qualidade com que se gerem os equipamentos que mantêm os poços existentes produzindo.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). Resolução ANP nº 749, de 21 de setembro de 2018. Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2018. Disponível em: https://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-749-2018_367656.html.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API RP 4G**: operation, inspection, maintenance, and repair of drilling and well servicing structures. 5th ed. Washington, DC: API, 2019.

AVIZ, C. Produção onshore de petróleo e gás no Brasil deve crescer até 2028, segundo estimativa da ANP. **Click Petróleo e Gás**, [*s. l.*], 4 abr. 2025. Disponível em: https://clickpetroleoegas.com.br/producao-onshore-de-petroleo-e-gas-no-brasil-deve-crescer-ate-2028-segundo-estimativa-da-anp/.

BAHIA. Governo do Estado. Salvador foi cidade escolhida para lançamento do Programa Nacional REATE. Salvador, 20 jan. 2017. Disponível em: https://www.ba.gov.br/infraestrutura/noticia/2024-03/260/salvador-foi-cidade-escolhida-para-lancamento-do-programa-nacional-reate.

BAKER HUGHES. **Baker Hughes rig count**: U.S. +1 to 546, Canada -17 to 101. Houston, 30 dez. 2025. Disponível em: https://rigcount.bakerhughes.com/news-releases/news-release-details/baker-hughes-rig-count-us-1-546-canada-17-101/.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Grupo de Trabalho do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE)**. Brasília, DF: MME, 2017. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/arquivos/document-0-9064282941165993.pdf.

BRASIL. Secretaria Especial de Previdência e Trabalho. Portaria nº 916, de 30 de julho de 2019. Altera a redação da Norma Regulamentadora nº 12 - Segurança no Trabalho em Máquinas e Equipamentos. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, p. 16, 31 jul. 2019. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-916-de-30-de-julho-de-2019-208028740.

BRASIL bate recorde na produção de petróleo em 2025, diz ANP. **Itatiaia**, Belo Horizonte, 2 fev. 2026. Disponível em: https://www.itatiaia.com.br/economia/brasil-bate-recorde-na-producao-de-petroleo-em-2025-diz-anp.

CANADA ENERGY REGULATOR. **Market snapshot**: Canada sets new record in crude oil production in 2025. Calgary, 2026. Disponível em: https://cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2026/market-snapshot-canada-sets-new-record-in-crude-oil-production-in-2025.html.

CANADA rig count continues to rise. **Oil & Gas Journal**, [*s. l.*], jan. 2026. Disponível em: https://www.ogj.com/drilling-production/news/55352728/canada-rig-count-continues-to-rise.

COM 2.300 poços terrestres, NE consegue ampliar produção de petróleo. **Movimento Econômico**, Recife, 7 jan. 2026. Disponível em: https://movimentoeconomico.com.br/economia/combustivel/2026/01/07/com-2-300-pocos-terrestres-ne-consegue-ampliar-producao-de-petroleo/.

COM avanço do pré-sal, Nordeste perde espaço em produção de petróleo e gás. **Movimento Econômico**, Recife, 9 fev. 2026. Disponível em: https://movimentoeconomico.com.br/economia/combustivel/2026/02/09/com-avanco-do-pre-sal-nordeste-perde-espaco-em-producao-de-petroleo-e-gas/.

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

EIA: led by Permian, US oil output to grow by 500K B/D in 2025. **Journal of Petroleum Technology**, [*s. l.*], 2024. Disponível em: https://jpt.spe.org/eia-led-by-permian-us-oil-output-to-grow-by-500k-b-d-in-2025.

GARG, A.; DESHMUKH, S. G. Maintenance management: literature review and directions. **Journal of Quality in Maintenance Engineering**, [*s. l.*], v. 12, n. 3, p. 205-238, 2006. DOI: https://doi.org/10.1108/13552510610685075.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2017.

KARDEC, A.; NASCIF, J. **Manutenção**: função estratégica. 3. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2009.

KLEINBERG, R. L. *et al*. Tight oil market dynamics: benchmarks, breakeven points, and inelasticities. **Energy Economics**, [*s. l.*], v. 70, p. 70-83, 2018. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.11.018.

LUCRO da PetroReconcavo cresce 46% e alcança R$ 638 milhões no ano. **Movimento Econômico**, Recife, 19 mar. 2026. Disponível em: https://movimentoeconomico.com.br/economia/combustivel/2026/03/19/lucro-da-petroreconcavo-cresce-46-e-alcanca-r-638-milhoes-no-ano/.

MOUBRAY, J. **Reliability-centered maintenance**. 2. ed. New York: Industrial Press, 1997.

MUCHIRI, P.; PINTELON, L. Performance measurement using overall equipment effectiveness (OEE): literature review and practical application discussion. **International Journal of Production Research**, [*s. l.*], v. 46, n. 13, p. 3517-3535, 2008.

NAKAJIMA, S. **Introduction to TPM**: total productive maintenance. Cambridge, MA: Productivity Press, 1988.

NEBRASKA. Department of Environment and Energy. **Stripper oil wells in Nebraska 2012**. Lincoln, [2014?]. Disponível em: https://dee.nebraska.gov/node/1406.

NORDESTE amplia participação na produção de petróleo e gás natural. **Movimento Econômico**, Recife, 4 ago. 2025. Disponível em: https://movimentoeconomico.com.br/economia/combustivel/2025/08/04/nordeste-amplia-participacao-na-producao-de-petroleo-e-gas-natural/.

OHNO, T. **Toyota production system**: beyond large-scale production. Cambridge, MA: Productivity Press, 1988.

PETRORECONCAVO. **Apresentação corporativa**. Salvador, jun. 2024. Disponível em: https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/da55415f-8fdc-4fe0-bf31-87d06908b804/335658ac-4a60-9f98-2975-deab971cbf12?origin=1.

PETRORECONCAVO. **Dados operacionais**: janeiro/2025. Salvador, 10 fev. 2025a. Disponível em: https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/da55415f-8fdc-4fe0-bf31-87d06908b804/f0e10fe8-aa19-b01c-4994-0e68cbe0dd0d.

PETRORECONCAVO. **Divulgação dos resultados 1T25**. Salvador, 8 maio 2025b. Disponível em: https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/da55415f-8fdc-4fe0-bf31-87d06908b804/d6a4874f-4b8a-6ade-ed27-f9a19ede1dc0?origin=1.

PRODUÇÃO brasileira de petróleo e gás em terra deve crescer 29% até 2028, diz ANP. **NovaCana**, [*s. l.*], 3 abr. 2025. Disponível em: https://www.novacana.com/noticias/producao-brasileira-petroleo-gas-terra-crescer-29-2028-anp-030425.

SHINGO, S. **A revolution in manufacturing**: the SMED system. Stamford: Productivity Press, 1985.

SIMÕES, L. PetroReconcavo (RECV3) produz mais petróleo em 2025; veja valor. **Investidor10**, [*s. l.*], 8 jan. 2026. Disponível em: https://investidor10.com.br/noticias/petroreconcavo-recv3-produz-mais-petroleo-em-2025-veja-valor-117863/.

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.

Ano VII, v.1 2026 | submissão: 08/10/2026 | aceito: 14/10/2026 | publicação: 23/10/2026

SOUZA, A. Vida longa aos campos maduros. **Diário do Comércio**, Belo Horizonte, 19 nov. 2019. Disponível em: https://diariodocomercio.com.br/opiniao/vida-longa-aos-campos-maduros/.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. U.S. crude oil production rose in 2025, setting new record. **Today in Energy**, Washington, DC, 2026. Disponível em: https://www.eia.gov/todayinEnergy/detail.php?id=67404.

US AND Canadian rig counts decrease this week. **SteelOrbis**, Istambul, 26 maio 2025. Disponível em: https://www.steelorbis.com/steel-news/latest-news/us-and-canadian-rig-counts-decrease-this-week-1393185.htm.

WATCHING government: why marginal wells matter. **Oil & Gas Journal**, [*s. l.*], 19 set. 2016. Disponível em: https://www.ogj.com/home/article/17209908/watching-government-why-marginal-wells-matter.

WOMACK, J. P.; JONES, D. T.; ROOS, D. **The machine that changed the world**. New York: Rawson Associates, 1990.

Este é um artigo publicado em acesso aberto (Open Access) sob a licença CreativeCommons Attribution, que permite uso, distribuição e reprodução em qualquer meio, sem restrições desde que o trabalho original seja corretamente citado.