ReGeo ISSN: 2177-3246

MODELAGEM DE VARIÁVEIS NA PERFURAÇÃO DE POÇOS NA BACIA DO PARANÁ

MODELING VARIABLES IN WELL DRILLING IN THE PARANÁ BASIN

MODELIZACIÓN DE VARIABLES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS EN LA CUENCA DEL PARANÁ

https://doi.org/10.56238/revgeov17n9-112

Data de submissão: 18/08/2026 **Data de publicação:** 18/09/2026

Dalmo S. Amorim Jr.
PhD em Energia
Instituição: Instituto de Energia e Ambiente (USP)
E-mail: dalmo.amorim@usp.br

Milena B. Cardoso
Mestranda em Energia
Instituição: Faculdade de Geologia (USP)
E-mail: milenabcar@usp.br

Edmilson M. dos Santos
PhD em Economia
Instituição: Université de Bourgogne
E-mail: edsantos@iee.usp.br

RESUMO
Neste trabalho são apresentados modelos de regressão para a perfuração de poços de petróleo, método que se aplica também a poços perfurados para geração de energia geotérmica, para o armazenamento geológico de carbono, investigação geológica ou para a captação de água. Custos de perfuração são proporcionais ao tempo gasto para se construir a trajetória do poço, quando incidem aluguéis de sonda, equipamentos de terceiros e diárias de serviços. A energia elétrica, gerada na locação por sistemas diesel-elétricos, é igualmente proporcional ao tempo. Quanto maior o tempo consumido, maiores serão os custos e as emissões de CO2. O tempo total varia em função de características geológicas, projeto da trajetória, capacidade dos equipamentos de perfuração, eficiência operacional e treinamento de equipes. Métodos estatísticos tradicionais mostram-se insuficientes para análises de custos em razão da grande complexidade do problema, mas especialmente da elevada dispersão de resultados, demonstrada neste trabalho. Um estudo de caso de 31 poços perfurados pela Paulipetro na Bacia do Paraná, entre 1980 e 1983, dá suporte a uma análise preliminar da viabilidade de se perfurar um poço, no contexto de um típico projeto de BECCS, destinado à injeção de CO2 em basaltos. A metodologia utilizada fornece valiosos insights para a tomada de decisões operacionais, econômicas e contratuais. Os resultados antecipam dificuldades operacionais, estimam desempenhos, e antecipam custos de perfuração de um poço para o projeto. As conclusões, além de serem raras ou mesmo inéditas, situam este trabalho na interseção entre a engenharia de perfuração, a viabilidade econômica de projetos e a sustentabilidade ambiental.

Palavras-chave: Regressão Estatística. Modelagem. Perfuração. BECCS. Sustentabilidade Ambiental.

ABSTRACT
This paper presents regression models for oil well drilling, a method also applicable to wells drilled for geothermal energy generation, geological carbon storage, geological investigation, or water extraction. Drilling costs are proportional to the time spent constructing the well trajectory, including rig rentals, third-party equipment, and daily service fees. Electrical energy, generated during well rental by diesel-electric systems, is also proportional to time. The longer the time consumed, the higher the costs and CO2 emissions. The total time varies depending on geological characteristics, trajectory design, drilling equipment capacity, operational efficiency, and team training. Traditional statistical methods prove insufficient for cost analysis due to the complexity of the problem, but especially due to the high dispersion of results, as demonstrated in this work. A case study of 31 wells drilled by Paulipetro in the Paraná Basin between 1980 and 1983 supports a preliminary analysis of the feasibility of drilling a well within the context of a typical BECCS project, intended for CO2 injection into basalts. The methodology used provides valuable insights for operational, economic, and contractual decision-making. The results anticipate operational difficulties, estimate performance, and predict drilling costs for a well within the project. The conclusions, besides being rare or even unprecedented, place this work at the intersection of drilling engineering, economic feasibility of projects, and environmental sustainability.

Keywords: Statistical Regression. Modeling. Drilling. BECCS. Environmental Sustainability.

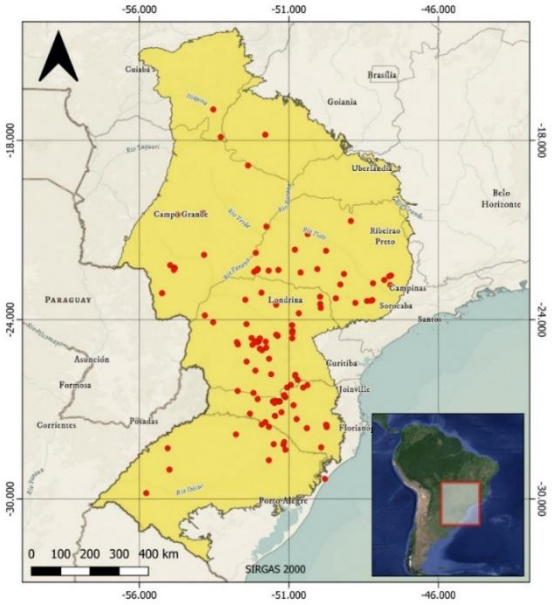
RESUMEN
Este artículo presenta modelos de regresión para la perforación de pozos petrolíferos, un método también aplicable a pozos perforados para la generación de energía geotérmica, el almacenamiento geológico de carbono, la investigación geológica o la extracción de agua. Los costos de perforación son proporcionales al tiempo empleado en la construcción de la trayectoria del pozo, incluyendo el alquiler de la plataforma, el equipo de terceros y las tarifas de servicio diarias. La energía eléctrica, generada durante el alquiler del pozo mediante sistemas diésel-eléctricos, también es proporcional al tiempo. Cuanto mayor sea el tiempo empleado, mayores serán los costos y las emisiones de CO2. El tiempo total varía según las características geológicas, el diseño de la trayectoria, la capacidad del equipo de perforación, la eficiencia operativa y la capacitación del equipo. Los métodos estadísticos tradicionales resultan insuficientes para el análisis de costos debido a la complejidad del problema, pero especialmente debido a la alta dispersión de los resultados, como se demuestra en este trabajo. Un estudio de caso de 31 pozos perforados por Paulipetro en la Cuenca del Paraná entre 1980 y 1983 respalda un análisis preliminar de la viabilidad de perforar un pozo en el contexto de un proyecto BECCS típico, destinado a la inyección de CO2 en basaltos. La metodología empleada proporciona información valiosa para la toma de decisiones operativas, económicas y contractuales. Los resultados anticipan dificultades operativas, estiman el rendimiento y predicen los costos de perforación de un pozo dentro del proyecto. Las conclusiones, además de ser excepcionales e incluso sin precedentes, sitúan este trabajo en la intersección de la ingeniería de perforación, la viabilidad económica de los proyectos y la sostenibilidad ambiental.

Palabras clave: Regresión Estadística. Modelado. Perforación. BECCS. Sostenibilidad Ambiental.

1 INTRODUÇÃO

Este artigo apresenta um estudo sobre a campanha exploratória da Bacia do Paraná, onde 125 poços, representados em vermelho na Figura 1, foram perfurados entre 1952 e 2003 (ANP, 2026). Em 88 deles (70%), não se encontrou hidrocarbonetos em volumes econômicos.

Figura 1 - Poços perfurados na Bacia do Paraná



Fonte: os autores, a partir de (ANP, 2026)

Foram encontrados relatos de grandes dificuldades técnicas, com foco na perfuração de basalto, rocha vulcânica da Formação Serra Geral que recobre a maior parte das unidades estratigráficas da bacia. A perfuração do basalto, que atinge espessuras de até 2.000 m (MILANI, MELO, *et al.*, 2007), representa desafio similar a outras rochas duras e abrasivas encontradas na bacia, por conta de baixas taxas de penetração, grande número de brocas necessárias, e por acidentes com colunas de perfuração, causando robusta perda de tempo e gerando alto custo operacional, demonstrados neste artigo.

A pesquisa, focada em 31 poços perfurados pela Paulipetro entre 1980 e 1983, está baseada em informações encontradas em vasta base de dados de acesso público (ANP/CPRM, 2026). Tem como objetivo subsidiar estudos para um projeto BECCS (*Bioenergy with Carbon Capture and Storage*) no estado de São Paulo. Para o tratamento dos dados encontrados e validados, utilizou-se a metodologia da *Curva Amorim* (S. AMORIM JR., 2025). Os resultados encontrados foram suficientes para modelar o desempenho operacional nas condições de contorno da bacia, estimar custos e também o potencial impacto das emissões de CO_2 em poços futuros.

2 BECCS

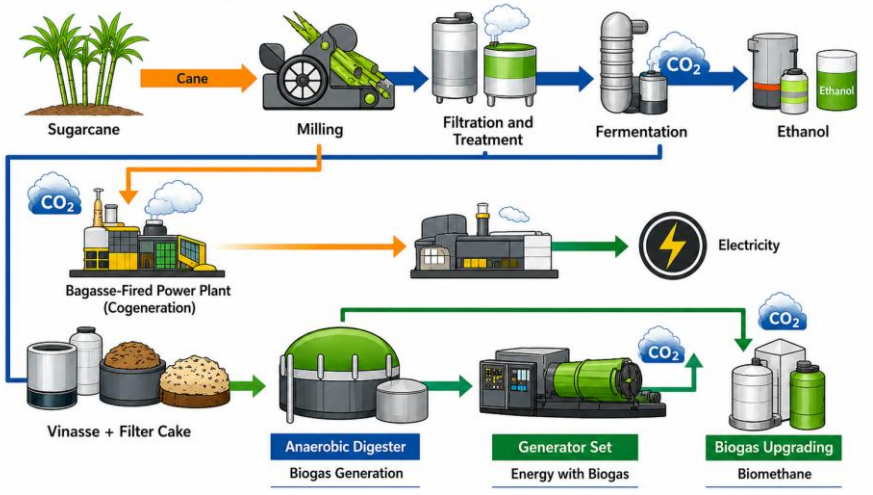
A tecnologia BECCS combina a geração de energia a partir de biomassa, por exemplo gerada em usinas de etanol, seguida da captura e armazenamento do CO_2 gerado no processo industrial, proporcionando um balanço negativo líqüido de emissões de carbono (SILVEIRA, COSTA e SANTOS, 2023). O armazenamento em formações geológicas subterrâneas, reduz a concentração do gás na atmosfera e proporciona emissões líquidas negativas dentro do sistema de energia renovável. Empreendimentos BECCS em operação, associados à produção de bioetanol, já representam 90% da capacidade operacional mundial de captura de carbono biogênico (BIOMASS CONNECT, 2026).

A América Latina detém 36% da participação no mercado mundial de biocombustíveis, atrás apenas dos Estados Unidos. O Brasil, por sua vez, possui indústrias com elevado potencial para implantação de projetos BECCS devido à maturidade da indústria sucroenergética, baseada na cana-de-açúcar, com o país contando com setores industriais aptos à adoção dessa tecnologia (M. COSTA, SACCO, *et al.*, 2024). Um projeto BECCS em escala comercial em operação em Lucas do Rio Verde, MT, está projetado para o armazenamento geológico permanente de mais de 400.000 toneladas por ano de CO_2 biogênico, provenientes de uma unidade de produção de etanol de milho (EPE, 2026).

Empreendimentos CCS baseados em combustíveis fósseis, exigem alto consumo de energia para capturar CO_2 a partir de gases de combustão. Já a fermentação em destilarias brasileiras produz correntes de CO_2 com níveis de pureza de até 99% (PAPP, MOHR, *et al.*, 2016).

Nas usinas de produção de etanol, o CO_2 gerado durante a fermentação é relativamente puro e sua captura é mais simples. O processo, ilustrado na Figura 2, consiste na produção de biomassa, a partir da cana-de-açúcar, e sua conversão. Nos sistemas de BECCS, o gás capturado é comprimido, transportado e injetado em formações geológicas subterrâneas para armazenamento permanente.

Figura 2 - Ciclos de emissão de CO_2 na produção de cana de açúcar



Fonte: (SANTOS, 2026)

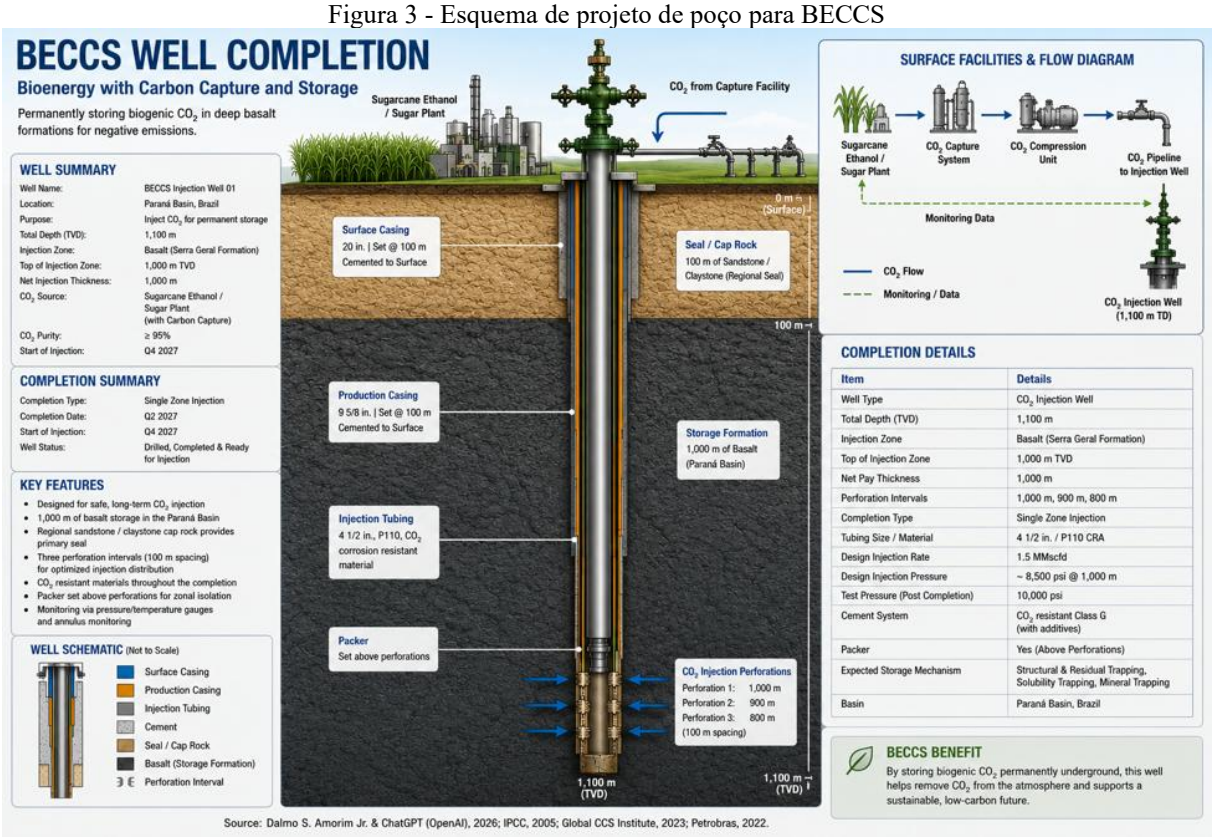
As principais etapas do processo consistem na captura do gás diretamente de tanques de fermentação ou correntes de exaustão, impedindo seu retorno à atmosfera, ao que segue a remoção de vapor d'água, gases e outras impurezas. A purificação em escala industrial de CO_2 pode gerar receitas adicionais ao projeto, mas que não será isolado do meio ambiente.

Para que o CO_2 capturado chegue ao poço de injeção do sistema BECCS, pode ser necessário um gasoduto destinado ao transporte e à injeção do gás liquefeito, de alto custo por seu revestimento especial em função da extensão. Em vez de bombeio por gasoduto, o transporte de CO_2 até a sonda de injeção pode representar alternativa mais viável, a depender da distância entre a unidade produtora e o local de armazenamento geológico. Além disso, em unidades de injeção *offshore* o CO_2 não pode ser transportado para posterior injeção utilizando navios convencionais tipo FLNG.

Em escala econômica, o transporte precisa ser realizado em embarcações semi-pressurizadas, operando em condições próximas ao ponto triplo do CO_2 (6,5 bar e -52 °C), nas quais o fluido atinge sua maior densidade em estado líquido, o que mitiga o custo de transporte (ASPELUND, MøLNVIK e DE KOEIJER, 2006). O sistema de descarregamento transfere CO_2 líquido do caminhão, ou navio, em condições precisas de temperatura e pressão, evitando mudanças de fase durante o escoamento nas linhas de transferência, até que seja finalmente injetado na rocha (SALOF LTD., 2026).

A localização do projeto em São Paulo foi concebida em função da concentração da atividade sucroenergética no estado, que reúne consolidada indústria de produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, e possui extensa ocorrência de camadas de basalto. A viabilidade econômica do projeto está relacionada ao volume de CO_2 a ser capturado, comprimido e injetado em alta pressão em basalto, um dos possíveis litotipos onde se pode armazenar CO_2 (OWUSU, WU, *et al.*, 2025). O esquema conceitual, visto na Figura 3, tem a primeira fase idealmente perfurada em arenito até atingir o topo do basalto, quando o poço é revestido. Após o revestimento de superfície, a perfuração do poço segue em diâmetro menor perfurando basalto. Neste artigo não são examinados custos ou outros aspectos técnicos relativos à completação do poço, nem à unidade de injeção do gás.

Figura 3 - Esquema de projeto de poço para BECCS



Fonte: (S. Amorim Jr., 2026)

Desta maneira, a localização do poço de injeção é uma informação primordial, já que custos de perfuração, completação e transporte de CO_2 exercem impacto significativo sobre as estimativas do CAPEX para o projeto. Relativamente ao transporte, é necessário comparar custos entre utilizar um gasoduto com revestimento especial da planta de etanol até o poço, ou transportar CO_2 liqüefeito por caminhões com tanques de pressão criogênicos e isolamento térmico, ou ainda custos advindos de uma solução logística compartilhada, onde uma empresa especializada realize o transporte de CO_2 a partir de diferentes plantas industriais da região até o poço de injeção.

Além das dificuldades operacionais citadas, o empreendimento enfrenta um desafio relacionado à proteção do aqüífero Guarani, uma das maiores reservas de água doce do mundo. A capa de basalto, acima do topo do aqüífero, pode atingir 2.000 m. Apesar da enorme segurança, o aqüífero está exposto a riscos semelhantes a riscos no passado ocorridos na exploração de gás de folhelho (*shale gas*), quando houve a migração de fluidos de injeção para aquíferos, lagos ou rios vicinais.

A transição de projetos-piloto para a escala comercial ainda requer o amadurecimento da viabilidade comercial, definição da responsabilidade de longo prazo (*long-term liability*) e integração das emissões negativas aos mecanismos de mercado (SANTOS, COSTA, *et al.*, 2026).

3 METODOLOGIA

A premissa da metodologia da *curva Amorim* é que **CM**, o valor do custo métrico de perfuração calculado pela Equação 1, representa um evento único, não linear e não estocástico, cujo resultado na área está associado à profundidade de saída da broca do poço (S. AMORIM JR., 2025).

3.1 EQUAÇÃO 1 - CUSTO MÉTRICO DE PERFURAÇÃO

$$CM = [CB + CH \times (TT + HR)] \div MD \qquad (1)$$

- **CM** - custo métrico da extensão **MD** perfurada [$/m]
- **CB** - preço da broca de perfuração [$]
- **CH** - custo da sonda + infraestrutura + logística [$/h]
- **TT** - tempo de manobra [h]; fórmula adotada pela indústria = (0.003 x prof. entrada) + 1
- **HR** - tempo gasto para perfurar a extensão **MD** [h]
- **MD** - extensão perfurada da trajetória no período de tempo **HR** [m]

Além do fator geológico, valores de **CM** sofrem a influência de inúmeras variáveis envolvidas no processo de perfuração, como desenho da trajetória, decisões operacionais, tecnologias utilizadas, recursos financeiros e eficiência energética (VAN KAMPEN, 1992).

A metodologia adota o ajuste estatístico para valores de **CM**, visto na Equação 2. O *benchmark* de **CM**, definido por modelagem exponencial, é o valor mais provável do custo de perfuração em poços futuros na área. O ajuste reflete dificuldades crescentes com a profundidade nos resultados: temperatura, dureza e abrasividade das rochas, o que reduz a vida das brocas; crescentes tempos de manobra para troca de brocas (**TT**), aumentando seu custo; crescente fricção da coluna de perfuração e número de harmônicos, o que resulta em parâmetros variáveis atingindo a broca e reduzindo sua eficiência (S. AMORIM JR., HANLEY e LEITE, 2012).

3.2 EQUAÇÃO 2 - FÓRMULA EXPONENCIAL DO BENCHMARK DE CM

$$CM_i = k1 \times e^{k2 \times D} \qquad (2)$$

- **CM$_i$** = valor de **CM** estimado à profundidade **D** [$/m]
- **k1** = valor teórico do ponto onde a curva de tendência encontra o eixo **Y** [$/m]

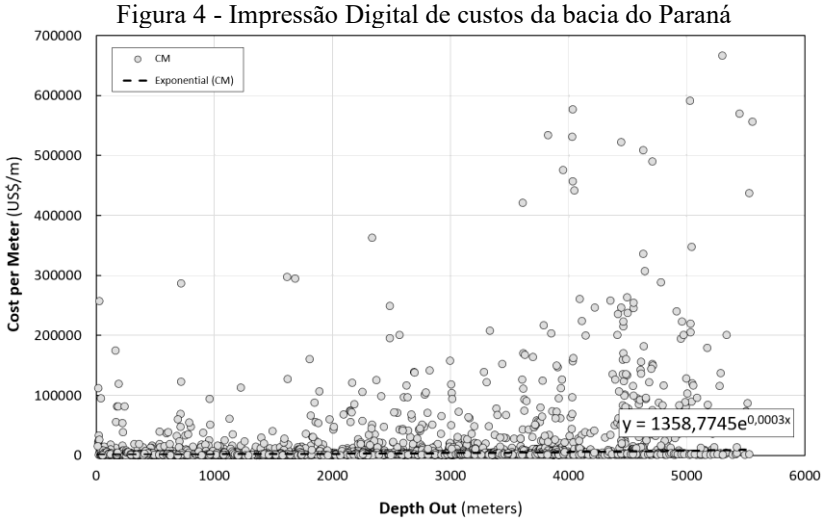
- **k2** = variável que reflete a variação de **CM** com o crescimento de **D**
- **D** = profundidade medida da trajetória [m]

À medida que a campanha de exploração avança, cada novo resultado molda o *benchmark*, que vai lentamente convergindo para uma curva estável e representativa das condições do campo.

3.3 A IMPRESSÃO DIGITAL DO CAMPO

Ao se plotar todos valores de **CM** calculados para campo ou área explorada, gera-se a *Impressão Digital* de custos métricos, vista na Figura 4. Os valores de **X** e **Y** no gráfico abaixo representam os limites atingidos na campanha da Paulipetro: profundidade superior a 5.500 m, custo métrico máximo próximo a US$700.000/metro perfurado. O *benchmark* é representado por uma linha de tendência e a uma equação, de onde se extraem os valores de **k1** e **k2** utilizados nas previsões.

Figura 4 - Impressão Digital de custos da bacia do Paraná



Fonte: Autores.

Devido à alta variabilidade dos resultados e por conta do limitado acesso a dados operacionais, o tema permanece pouco explorado na literatura científica. A variação vertical de pontos, comum em qualquer campo, torna a modelagem de custos perfuração um desafio praticamente sem solução.

3.4 MODELAGEM DOS CUSTOS MÉTRICOS DA BACIA DO PARANÁ

A pesquisa utilizou 2807 dados referentes às brocas e coroas utilizadas em 29 do total de 31 poços perfurados pela Paulipetro (ANP/CPRM, 2026), com robusta representatividade de 90%.

Para o cálculo dos valores de **CM** na Figura 4 utilizou-se a Equação 1. O custo de sonda utilizado foi US$30.000/dia, onde **CH** = US$1.250/h. Tempos de manobra **TT** utilizaram a fórmula vista no início do item 3, e preços **CB** de brocas e coroas foram extraídos da tabela da Figura 5.

Figura 5 - Preços de brocas e coroas em função do tipo e diâmetro

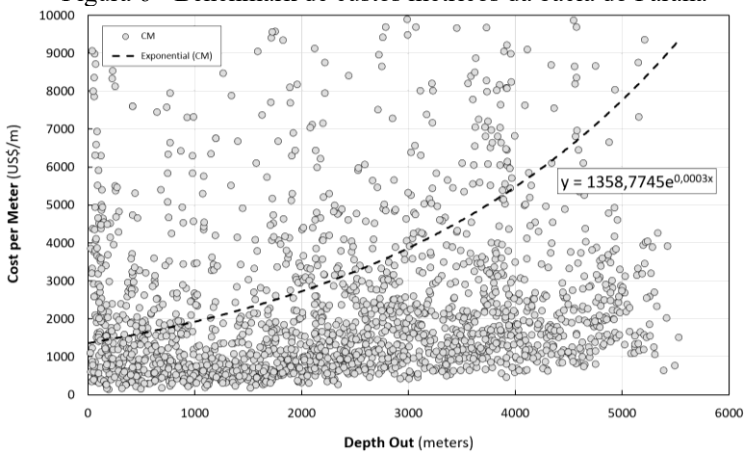
Diâmetro nominal	6.1/8"	8.1/2"	9.1/2"	12.1/4"	14.3/4"	17.1/2"	26"	36"
Faixa de diâmetros	3.¾" a 6.¾"	7" a 8.¾"	9" a 10.⅝"	11.¾" a 12.¾"	14.¾" a 15"	16" a 22"	24" a 28"	36" a 42"
Dentes aço, **não seladas**	3.072	3.809	4.761	6.145	7.066	11.800	12.980	24.063
Insertos, D.A., **seladas**	5.443	6.750	8.437	11.772	13.099	21.875	24.063	43.313
Rolamentos para motor	8.811	11.976	15.422	22.986	35.254	41.616	45.778	82.400
Diamantes	6.400	10.000	13.000	20.000	23.000	30.000	33.000	-
PDC, impregnada, híbrida	27.630	39.965	49.226	71.615	94.665	141.174	155.291	-

Fonte: (S. AMORIM JR., 2025)

Vale ressaltar que a única diferença entre a Figura 4 e a Figura 6 é o valor máximo adotado no eixo **Y**, reduzido abaixo a US$10.000/m na Figura 6 para se visualizar todo o *benchmark*. O gráfico deixa evidente que não há espaço para o uso de médias na perfuração de petróleo.

Com os bons resultados evidenciados no *zoom*, os valores situados abaixo do *benchmark* são aqueles com condições operacionais mais eficientes. São estes resultados que se deseja reproduzir, melhorando-os progressivamente utilizando as lições aprendidas.

Figura 6 - Benchmark de custos métricos da bacia do Paraná



Fonte: Autores.

Com base na equação do *benchmark*, o valor provável do custo métrico na bacia do Paraná é $\boldsymbol{CM} = 1359 \times e^{0{,}0003 \times D}$. O custo de perfuração de qualquer intervalo **D1** a **D2** pode ser estimado pela integração da Equação 2 no intervalo **D1** a **D2**, onde a solução resulta na Equação 3.

3.5 EQUAÇÃO 3 - RESOLUÇÃO DA INTEGRAL PARA O INTERVALO D1 A D2

$$CS = k_1 \times \{(e^{k_2 \times D_2}) - (e^{k_2 \times D_1})\} \div k_2 \qquad (3)$$

- **CS** = custo de perfuração do segmento de poço **D1** a **D2** [$]

Notar que a fórmula permite estimar o custo de perfuração de uma seção ou de um poço inteiro. No projeto BECCS, com **D1** = 0, **D2** = 1100 m, fatores do *benchmark* **k1** = 1359 e **k2** = 0,0003, o custo provável de perfuração de um poço nestas condições de contorno será US$1.771.086.

3.6 O IMPACTO DA EFICIÊNCIA NO CUSTO OPERACIONAL E NO TEMPO

Cada valor de **CM** abaixo do *benchmark* na Figura 6 foi gerado por eficiência operacional maior que as brocas descidas na área, seja por utilizar tecnologia mais eficiente ou por decisões operacionais corretas, no que resultou a redução do tempo. O ganho financeiro, conseguido pela redução do tempo na execução do trabalho de perfuração em relação ao *benchmark*, pode ser calculado pela 3.7 EQUAÇÃO 4:

3.7 EQUAÇÃO 4 - ECONOMIA PRODUZIDA POR PROCESSOS OU TECNOLOGIAS EFICIENTES

$$Fin_{sav} = MD \times \{CM_{benchmark} - [(CB + CH \times (TT + HR)) \div MD]\} \qquad (4)$$

- **Fin_{sav}** = ganho financeiro em relação ao benchmark [$]

3.8 O IMPACTO DA EFICIÊNCIA NO MEIO AMBIENTE

A redução do tempo de perfuração é diretamente proporcional ao ganho financeiro e ao impacto ambiental por emissões de CO_2. Assim, a redução de tempo pode ser calculada pela Equação 5:

3.9 EQUAÇÃO 5 - REDUÇÃO DE TEMPO PROPORCIONADA PELO AUMENTO DE EFICIÊNCIA

$$ND = Fin_{sav} \div CH \times 24 \qquad (5)$$

- **ND** = tempo reduzido pelo processo de otimização [dia]

O volume de diesel consumido na geração diuturna de energia é proporcional ao tempo. Considerando-se a emissão de 2,6 kg CO_2 por litro de diesel na geração de energia, acrescida de 0,4 kg CO_2/l referentes ao transporte até à sonda, obtém-se 3,0 kg CO_2/l (KAMBOH, JAKHRANI, *et al.*, 2012). Assim, a massa de CO_2, calculada pela Equação 6, é diretamente proporcional ao tempo.

3.10 EQUAÇÃO 6 - MASSA DE CO_2 EVITADA PELO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO

$$CO_2 = ND \times MDCO_2 \qquad (6)$$

- **CO_2** = massa de CO_2 [ton]
- **ND** = número de dias economizados [dia]
- **$MDCO_2$** = emissões diárias de CO_2 pela sonda [ton CO_2/dia]

Isto significa que cada dia menos consumido na perfuração do poço evita a emissão de CO_2 em 22 ton/dia. O valor é baseado no consumo médio de 7,5 m³/dia de diesel para geração de energia em sondas terrestres (LANDRY, TRUEHEART e STOPKOSKI, 2024). O consumo real, de 5,0 a 15,0 m³/dia, varia em função da profundidade do poço, perfil da trajetória, ferramentas empregadas na coluna de perfuração, fricção, pressão de perfuração etc. (GHOLAMI, NAMDARI, *et al.*, 2024).

A metodologia representa valiosa ferramenta de apoio ao planejamento técnico, econômico e contratual para estimar o custo de perfuração de uma fase ou de toda trajetória, tanto em operações terrestres como também em operações marítimas (S. AMORIM JR., 2025).

4 RESULTADOS DA PESQUISA

Entre milhares de documentos relacionados à exploração da bacia do Paraná (ANP/CPRM, 2026), encontrou-se dados de 3.734 brocas e coroas utilizadas em 45 do total de 125 poços perfurados pelas empresas Petrobrás, Paulipetro, El Paso e 3R Petroleum Offshore, nos anos de 1956 e 2003.

Encontrou-se ainda informação inédita e relevante: custos de 29 dos 31 poços (94%) perfurados pela Paulipetro entre 1980 e 1983, resumidos na Figura 7 e detalhados na Figura 8.

Figura 7 - Resumo do custo de 29 poços da campanha exploratória da Paulipetro

Custo Operacional US$	246.444.316
Custo Total US$	290.159.519
Metros perfurados (NA)	109.277
Dias (ANP))	5.307
Custo diário médio de sonda US$	30.697
Custo métrico de perfuração: US$/m	2.255
Custo métrico do poço: US$/m	2.655
% custo operacional por poço	85%

Fonte: Autores.

Vale ressaltar que o custo operacional, que representa os gastos de desenvolvimento do poço, atingem 85% do custo total dos 29 poços cujos dados foram localizados. Deste valor se excluem custos não-operacionais relacionados à mobilização da sonda, transporte e preparação da locação.

Figura 8 - Custos operacionais de 29 poços da Paulipetro

Total - 29 poços	Total	%
Estrada de acesso	419.946	0,1%
Indenizações	88.830	0,0%
Preparo de Locação	5.018.603	1,7%
DTM	11.738.190	4,0%
Mobilização/desmobilização	26.449.634	9,1%
Aluguel da sonda	162.910.564	**56,1%**
Pessoal adicional	1.090.795	0,4%
Hotelaria	1.108.271	0,4%
Cimentação	3.889.690	1,3%
Perfilagem	6.815.924	2,3%
Teste de formação	1.367.757	0,5%
Serviços de Mud Logging	0	0,0%
Serviços de Eng. Fluidos de Perfuração	563.999	0,2%
Testemunhagem	574.657	0,2%
Serviços gerais	1.290.105	0,4%
Pescaria	1.981.612	0,7%
Inspeção de materiais e equipamentos	157.006	0,1%
Telecomunicação	232.114	0,1%
Serviços de apoio operacional	7.508.067	2,6%
Transporte terrestre de apoio	158.152	0,1%
Fluido de Perfuração	7.672.362	2,6%
Equipamento de cabeça de poço	0	0,0%
Brocas de perfuração	18.151.313	**6,3%**
Coroa de testemunhagem	2.605.298	**0,9%**
Materiais de perfuração	1.670.628	0,6%
Revestimentos e acessórios	11.461.933	4,0%
Cimento e aditivos	503.726	0,2%
Óleo combustível	611.466	0,2%
Diesel	10.900.742	3,8%
Lubrificante	1.391.216	0,5%
Outros	1.826.921	0,6%

Fonte: Autores.

Foram localizados também dados do tempos consumido em 29 dos 31 poços (87%), resumidos na Figura 9 e detalhados na Figura 10. Além da robusta representatividade dos dados, o conjunto de informação é raro na literatura científica.

Figura 9 - Resumo do desempenho de 29 poços da campanha da Paulipetro

Tempo Produtivo (h)	56.815	40,9%
Tempo Não-Produtivo (h)	60.957	43,9%
Tempo perdido (h)	21.143	15,2%
Tempo total (h)	138.914	100,0%
Metros perfurados (ANP)	109.277	-
Dias (ANP)	5.307	-
Metros perfurados/hora total	1,9	-
Metros perfurados/dia sonda	20,6	-

Fonte: Autores.

A pesquisa revela que 40,9% do tempo foi gasto com perfuração e testemunhagem, 43,9% em tempo não-produtivo de operações essenciais ao poço mas sem avanço da trajetória, e que 15,2% do tempo foi perdido com pescarias e a resolução de problemas (S. AMORIM JR., 2025).

Não foram localizados dados de apenas dois poços da campanha da Paulipetro. A informação encontrada, discutida no próximo capítulo, será extremamente útil para o planejamento de poços futuros que possam vir a ser perfurados na bacia do Paraná.

Figura 10 - Somatória dos tempos operacionais de 29 poços da Paulipetro

Total - 29 poços	Total	%
Perfurando (h)	53.501	38,5%
Testemunhando (h)	3.313	2,4%
Aguardando pega/ BOP (h)	3.510	2,5%
Alargando (h)	1.587	1,1%
Cimentando (h)	635	0,5%
Circulando/ Condicionando (h)	6.145	4,4%
Correndo e cortando cabo (h)	1.178	0,8%
Cortando cimento (h)	685	0,5%
Manobrando (h)	28.369	20,4%
Outros (h)	10.800	7,8%
Perfilando (h)	4.029	2,9%
Registrando inclinação (h)	554	0,4%
Revestindo (h)	1.127	0,8%
Teste de formação (h)	2.340	1,7%
Aguardando (h)	5.514	4,0%
Combatendo perdas (h)	455	0,3%
Pescaria + manobras (h)	5.681	4,1%
Reparando (h)	3.625	2,6%
Repassando (h)	4.143	3,0%
Outros (h)	1.725	1,2%
Tempo Produtivo (h)	56.815	40,9%
Tempo Não-Produtivo (h)	60.957	43,9%
Tempo perdido (h)	21.143	15,2%

Fonte: Autores.

Síntese dos índices da campanha exploratória:

Tabela 1 - Resultados operacionais da base de dados apenas da campanha da Paulipetro

Brocas e coroas utilizadas em 29 poços	3.030
Média de metros perfurados por broca ou coroa utilizada	35,5 m
Média de avanço diário na campanha	20,6 m/dia
Número médio de brocas e coroas por poço	104
Custo métrico operacional	US$2.255/m

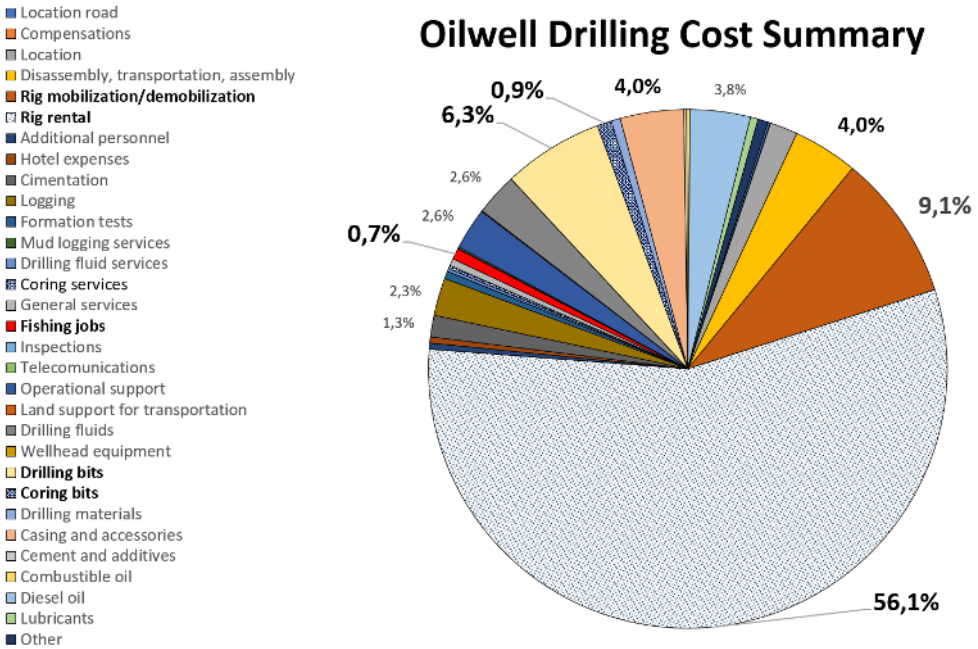
Fonte: Autores.

5 DISCUSSÃO

Segundo a literatura, o custo operacional representa de 25 a 40% (BASS EXP, 2026), e de 40 a 70% (HOSSAIN, 2015) do custo total de um poço. A literatura revela que o valor de 85,0% do custo, que foi desmembrado na Figura 11, indica tempo excessivo gasto na perfuração. O fato é validado por irrisórios 20,6 m/dia de avanço médio, vistos na Tabela 1, e 35,5 m perfurados por broca, forçando que aproximadamente a cada dois dias foi necessária uma troca de broca. São valores inferiores inclusive à perfuração de rochas ígneas duras e abrasivas, como o granito (RASSENFOSS, 2014).

O desempenho baixo se refletiu no custo total de brocas e coroas, de 7,2% do total. Ainda que sejam raras estatísticas na literatura, encontrou-se porcentagens entre 2 e 3% (RAPPOLD, 1995) e 3 a 5% (HARELAND, 2022) da fração do custo total com brocas e coroas. Na prática, valida o fato de que a vida útil foi muito baixa, praticamente a metade do descrito na literatura, reportado em vários dos relatórios de poço disponíveis no site (ANP/CPRM, 2026).

Figura 11 - Distribuição de custos na bacia do Paraná



Fonte: Autores.

5.1 DESEMPENHO OPERACIONAL

O custo de brocas e coroas representou 7,2% do total. Foram encontrados na literatura valores de 2% (BRUNSMAN e SAUNDERS, 1974), 2 a 3% (RAPPOLD, 1995), 3 a 5% (HARELAND, 2022) e 1 a 5% (HOSSAIN, 2015). Os valores validam relatos encontrados sobre dificuldades de perfuração e efeitos nocivos da dureza e da abrasividade das rochas da Bacia do Paraná.

Do total de 3.030 brocas e coroas na Tabela 2, 503 não produziram avanços na trajetória (16,%) mas incrementaram custos operacionais. Foram utilizadas para corte de cimento e sapata, circulação, repassamentos, alargamentos de poços após testemunhagem, testar topo de tampões, etc.

Tabela 2 - Sumário das brocas e coroas utilizadas na campanha

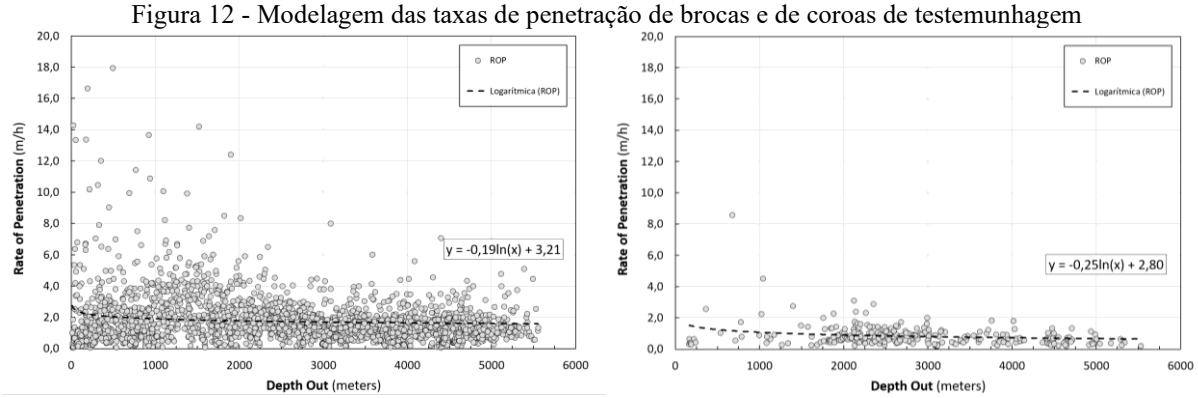
Ferramenta	Quantidade	Metros	Horas	Metragem média	Taxa média
Coroas de testemunhagem	273	2402	3200,25	8,8	0,8
Coroas sem avanço	6	0	6,5	-	-
Brocas de perfuração	2.751	105.135	55.099,25	38,2	1,9
Brocas sem avanço	497	0	2.453,75	-	-

Fonte: Autores.

Há que se ressaltar que os 503 resultados sem avanço acima **não** aparecem no gráfico da *Impressão Digital* do campo. A razão é que sendo **MD** = 0, gera-se um erro de divisão por zero e o valor de **CM** não pode ser calculado. São operações de alto custo devido ao tempo perdido com as manobras e com o valor das brocas, mas sem avanço na trajetória.

A modelagem logarítmica das taxas de penetração produziu os *benchmark* vistos na Figura 12. À esquerda se vêm taxas de **perfuração**, e à direita as taxas de **testemunhagem**. Ambos os gráficos exibem linhas de tendência quase similares, com taxas modeladas abaixo de 2,0 m/h para qualquer profundidade na bacia, com desempenho inferior em operações de testemunhagem. Ambos os fatores são negativos nas duas fórmulas de *benchmark*, indicando que a taxa de penetração declina com a profundidade, algo naturalmente esperado. Outro detalhe é redução da dispersão vertical após 2000 m - quando se ultrapassa o arenito Botucatu - passando a ser perfuradas formações duras e abrasivas, cuja taxa de penetração mais provável é de cerca de 2,0 m/h até à profundidade final.

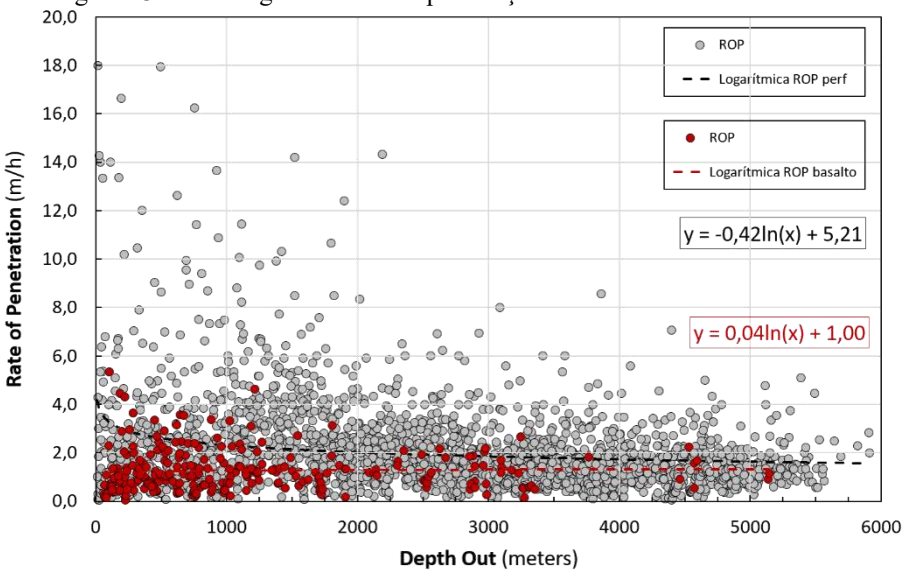
Figura 12 - Modelagem das taxas de penetração de brocas e de coroas de testemunhagem



Fonte: Autores.

O conjunto de achados representa valiosa informação para o planejamento de poços futuros na bacia. Os gráficos confirmam relatos de problemas descritos em relatórios e validam as baixas taxas vistas na Tabela 2. Foi introduzido neste trabalho um elemento inédito na metodologia, a qual permite filtrar qualquer condição operacional de perfuração e inclusive a **litologia** (S. AMORIM JR., 2025). A abordagem é inédita como variável da metodologia da *curva Amorim*, demonstrada nos gráficos das Figura 13 e 14, onde os resultados na perfuração de basalto são vistos em vermelho.

Figura 13 - Modelagem da taxa de penetração no basalto na bacia do Paraná



Fonte: Autores.

O gráfico mostra taxas de penetração no basalto inferiores a 6,0 m/h, atingindo em outras litologias da bacia até 18,0 m/h. O *benchmark* das taxas de penetração no basalto é inferior ao de outras litologias, sendo sua linha praticamente horizontal, denotando que a rocha é dura em qualquer profundidade, e que o baixo peso sobre a broca no início da perfuração é um problema sistemático.

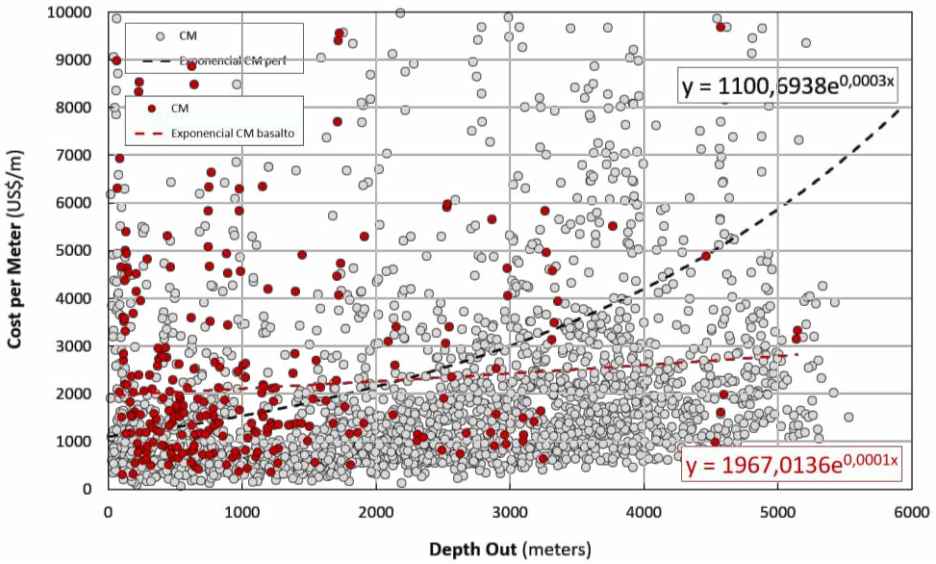
A abordagem foi possível por conta de os dados permitirem associar resultados operacionais com a litologia perfurada e a taxa de penetração à profundidade de saída. Considerou-se neste estudo qualquer broca que perfurou pelo menos 40% de basalto.

5.2 CUSTO MÉTRICO

A dificuldade de perfuração inicial em locações de poço onde o basalto aflora é devida à rocha demandar alto peso sobre a broca. Some-se ao fato a informação de que os diâmetros das primeiras fases de 26", 17.½" e 14.¾". A pouca massa inicial da coluna de perfuração - insuficiente para prover alto peso sobre a broca - se soma à menor pressão sobre os cortadores devido à maior área de fundo do poço. O resultado são baixas taxas de penetração, elevado número de brocas utilizadas e perda de tempo com manobras adicionais, o que se refletiu em elevado custo métrico.

Os resultados da abordagem de filtragem de litologia para custo métrico **CM**, apresentados na Figura 14, são extraordinários e inéditos, pois permitem refinar previsões de taxas de penetração com base na litologia de poços de correlação. O valor de **Y** foi restringido no gráfico a US$10.000/m para exibir integralmente ambos os *benchmarks*.

Figura 14 - Modelagem do custo métrico de perfuração no basalto na bacia do Paraná



Fonte: Autores.

A modelagem demonstra que o custo de perfuração para o basalto é efetivamente mais alto até 2.000 m de profundidade, quando as linhas de tendência se cruzam. O resultado valida relatos de que a maior extensão da coluna se traduz em maior peso sobre a broca (PSB), proporcionando maiores taxas de penetração e menores valores de **CM**. O novo achado será explorado em artigos posteriores, modelando-se resultados em diferentes litologias na Bacia do Paraná.

O valor médio de US$2.225/m, extraído da Figura 7, projeta o custo total de perfuração de um poço de 1.100 m em US$ 2.480.500. A estimativa é útil mas tem valor limitado, pois desconsidera que custos além de 1.100 m de profundidade são mais altos, visto na modelagem exponencial acima.

A abordagem demonstra um dos méritos da metodologia: a possibilidade de se refinar custos de perfuração filtrando dados e utilizando a Equação 3. Para o estudo de caso, com valores de **k1** = 1100,7 e **k2** = 0,003 extraídos do *benchmark* da Figura 14, uma projeção confiável para o custo de perfuração do poço do projeto BECCS, visto no capítulo 2, seria US$1.771.086. O custo total do poço será maior, uma vez que não estão considerados neste valor revestimentos e cimentação, entre outros itens, o custo de tempos não-produtivos compilados na Figura 10, além de tempos perdidos.

5.3 PESCARIAS

Informações sobre acidentes são divulgadas raramente em qualquer atividade econômica, salvo se atendendo a solicitações de ordem legal. Ainda que diversos relatórios disponíveis no site validem os problemas descritos nesta seção, não se encontrou dados de empresas - além da Paulipetro - que permitam avaliar o real impacto da pescaria na bacia do Paraná.

Deste modo, os resultados e a informação apresentados nesta seção são raros. Há descrição de brocas que perderam cones, de obstrução do poço por pedaços de rocha das paredes caídos no fundo e de inúmeras colunas de perfuração partidas. O total de operações não pôde ser validado devido à falta de dados disponíveis apenas em Boletins Diários de Perfuração. Infelizmente, este material de pesquisa ainda não está entre os documentos preservados pela ANP.

Acidentes de poços desta natureza são tipicamente causados por energia dissipada pela coluna de perfuração vibrando em modo de ressonância, fenômeno quase desconhecido à época, no início da década de 1980. Nisso resultaram danos a brocas, tubos, ferramentas, desgastes excessivos, perdas de cones e a indução de trincas em rochas duras, cuja dureza agrava os efeitos dos impactos.

As operações de pescaria consumiram 4,1% do tempo total, perdido para remediação, e mais 0,7% dos custos operacionais com equipes de pescaria e ferramentas, números extraídos das tabelas do capítulo 4. Os tempos operacionais monetizados representam 4,1% x 5.307 dias x US$30.697 = US$6.679.268, que se soma ao valor de US$1.981.612, extraído da Figura 8. O valor total, de praticamente de US$8,7 milhões, é suficiente para perfurar 4 poços de 1.100 m na bacia.

O alerta final é para que estudos similares incluam estudos de elementos finitos sobre ressonância dos elementos da coluna de perfuração programada, profundidade e geometria do poço, desenho da trajetória e parâmetros de perfuração (S. AMORIM JR., HANLEY e LEITE, 2012).

6 CONCLUSÃO

O artigo demonstrou o valor da metodologia como ferramenta de apoio ao planejamento técnico, econômico e contratual, em operações terrestres e marítimas, cujos resultados permitem antecipar desempenhos, custos e diagnosticando problemas em função de resultados. Os achados abordam temas de Engenharia de Perfuração e também da Engenharia Ambiental.

Os resultados demonstraram a alta variabilidade dos desempenhos e custos na perfuração em função da profundidade do poço, onde a estatística de médias tem menor representatividade, por vezes utilizando amostragens baseadas em critérios pessoais. A modelagem mostrou discrepâncias entre resultados estimados por médias e a metodologia da *curva Amorim*, demonstrando sua aplicabilidade imediata por qualquer pesquisador com acesso a dados validados.

A representatividade dos dados, da ordem de 90% do universo, assegura robusta interpretação da realidade da campanha de quatro anos da Paulipetro. O conjunto dos resultados encontrados, útil para o planejamento de poços na bacia do Paraná, representam potenciais ganhos de produtividade em poços de exploração de petróleo e gás, e também para a produção de água, injeção de gás, poços geotérmicos e para projetos BECCS.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Programa de Formação de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - PRH-ANP, gerido pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo - FAPESP, processo n° 2025/28810-3. Os autores agradecem ao IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas ao suporte na pesquisa, e especialmente à ANP por tornar públicos valiosos dados relacionados à indústria de petróleo, gás e biocombustíveis, permitindo a realização desta e de outras pesquisas científicas sobre a transição energética do Brasil.

REFERÊNCIAS

ANP. Data. **ANP**, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/ad/tabela-de-pocos.xlsx>.

ANP/CPRM. Dados Públicos Terrestres. **Gov.br**, 2026. Disponível em: <https://reate.cprm.gov.br/anp/TERRESTRE>. Acesso em: 25 jun. 2023.

ASPELUND, Auden; MøLNVIK, M. J.; DE KOEIJER, G. Ship Transport of CO2: Technical Solutions and Analysis of Costs, Energy Utilization, Exergy Efficiency and CO2 Emissions. **Chemical Engineering Research and Design**, 2006.

BASS EXP. How Much Does It Cost to Drill an Oil Well? **Bass Exp**, 2026. Disponível em: <https://www.bassexp.com/how-much-does-it-cost-to-drill-an-oil-well>.

BIOMASS CONNECT. Bioenergy with Carbon Capture and Storage, 2026. Disponível em: <https://www.biomassconnect.org/technical-articles/bioenergy-with-carbon-capture-and-storage-beccs/>.

BRUNSMAN, B.; SAUNDERS, B. Tight Gas Sands Study Breaks Down Drilling and Completion Costs. **Oil and Gas Journal**, 1974.

EPE. Launch of the Fact Sheet on Bioenergy with Carbon Capture and Storage: BECCS, 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/en/press-room/news/launch-of-the-fact-sheet-on-bioenergy-with-carbon-capture-and-storage-beccs>.

GHOLAMI, Ali et al. Production and consumption planning of drilling rig based on hybrid energy and energy storage system, 2024.

HARELAND, Geir. **Drilling Optimization Simulation Reduces Drilling Cost**. SPE. [S.l.]. 2022.
HOSSAIN, M. E. Drilling Costs Estimation for Hydrocarbon Wells. **Journal of Sustainable Energy Engineering**, 2015.

KAMBOH, Shakeel A. et al. **Estimation of Carbon Footprints from Diesel Generator Emissions**. ICGUT. Sarawak: [s.n.]. 2012. p. 4.

LANDRY, Brennan; TRUEHEART, Luke; STOPKOSKI, Carolina. Decarbonizing Drilling Operations Using More Efficient Electrical Utility Power. **World Oil**, 2024. Disponível em: <https://read.nxtbook.com/gulf_energy_information/world_oil/september_2024/sf_upstream_practices_landry_.html>.

M. COSTA, Hirdan K. et al. Brazilian natural gas market dynamics: a data panel analysis of the Brazilian market. **Heliyon**, 10, 2024.

MILANI, Edison J. et al. Bacia do Paraná. In: _____ **Boletim de Geociências da Petrobras**. [S.l.]: [s.n.], 2007.

OWUSU, E.A. et al. Carbon Mineralization in Basaltic Rocks: Mechanisms, Applications, and Prospects for Permanent CO2 Sequestration. **Energies**, 18, 2025.

PAPP, Guilherme H. et al. Captura e armazenamento de dióxido de carbono em usinas de cana-de-açúcar. **Revista Mackenzie de Engenharia e Computação**, 2016. 87-111.

RAPPOLD, Keith. Industry Pushes Use of PDC Bits to Speed Drilling, Cut Costs. **Oil & Gas Journal**, 1995.

RASSENFOSS, Stephen. A Broad Approach to Drill Bit Performance. **Journal of Petroleum Technology**, 2014.

S. AMORIM JR., Dalmo. **Modeling Economic and Environmental Variables in Offshore Oilwell Drilling**. USP. [S.l.], p. 321. 2025.

S. AMORIM JR., Dalmo; HANLEY, Chris; LEITE, Daltro J. **Parameter Definition Using Vibration Prediction Software Leads to Significant Drilling Performance Improvements**. LACPEC 2012. [S.l.]: [s.n.]. 2012.

SALOF LTD. Adding Carbon Capture to Existing Ethanol Plants - BECCS, 2026. Disponível em: <https://www.salofltd.com/post/adding-carbon-capture-to-existing-ethanol-plants-beccs>.

SANTOS, Marcos M. et al. **Regulatory Divergence in BECCS Deployment:** A Comparative Analysis of Policy Frameworks in Brazilian State of São Paulo and the North Sea Regions. ROGe 2026. [S.l.]: [s.n.]. 2026.

SANTOS, Marilin M. **BECCS no setor sucroalcooleiro paulista: A contribuição do setor sucroalcooleiro para o atendimento das metas nacionais do Acordo de Paris**. IEE-USP. [S.l.]. 2026.

SILVEIRA, Brenda H. M.; COSTA, Hirdan K. M.; SANTOS, Edmilson M. Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) in Brazil. **Energies**, 2023.

VAN KAMPEN, N. G. **Stochastic Processes in Physics and Chemistry**. Fourth Edition. ed.