

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Redução de Custos e de Emissões de CO₂ na Perfuração de Petróleo: Metodologia e Estudo de Caso

AUTORES:

Dalmo S. Amorim Jr.
Hirdan Katarina de Medeiros Costa
Edmilson M. Santos

INSTITUIÇÃO:

Departamento de Energia, IEE-USP, Universidade de São Paulo

Redução de Custos e de Emissões de CO₂ na Perfuração de Petróleo: Metodologia e Estudo de Caso

Resumo

A redução de custos e de emissões de gases de efeito estufa está relacionada à redução do tempo total gasto na perfuração de um poço de petróleo. Gases de efeito estufa são inevitáveis na perfuração de petróleo, já que é necessário gerar toda a energia elétrica usada na plataforma localmente, devido à impossibilidade de se levar cabos às unidades de perfuração em áreas remotas. A presente metodologia, publicada em 2008 pela USP e aperfeiçoada em 2024 para operações de perfuração offshore, consiste no tratamento estatístico de resultados operacionais para produzir padrões estatísticos, ou *benchmarks*, tornando possível comparar desempenhos e custos de perfuração em um campo de petróleo. O método permite ainda precificar os ganhos financeiros específicos em função da tecnologia ou parâmetros operacionais aplicados. Padrões estatísticos ajustam a prever resultados em função das condições de contorno, evitando a utilização de recordes ou de médias quando do planejamento de poços. Além de identificar a origem dos fatores geradores de eficiência e medir seu impacto financeiro, o método permite estimar o volume de emissões de CO₂ reduzidas em função da redução de tempo alcançada pelo processo de otimização. Um estudo de caso ilustra estas análises, utilizando dados disponibilizados pela ANP e operadoras que perfuraram no campo de Albacora Leste, na bacia de Campos. O artigo propõe ainda que créditos de carbono, gerados pela redução das emissões de gases estufa devido ao desenvolvimento tecnológico, sejam uma forma legítima de remunerar desenvolvedores de tecnologia e empresas com perfil ESG. Os benefícios para a sociedade são a redução dos custos da matriz energética, a utilização subsequente das tecnologias desenvolvidas e a redução de emissões de CO₂ na atmosfera.

Palavras-chave: perfuração de petróleo, descarbonização, benchmark, curva Amorim

Abstract

The reduction of costs and greenhouse gas emissions, through an optimization process, is directly related to the reduction of the time spent on drilling an oil well. Greenhouse gases are unavoidable in oil drilling, being necessary to generate all the electricity used locally due to the impossibility of getting cables in remote areas. The evaluation methodology, published in 2008 by USP, and improved for offshore operations, consists of the statistical fit of operational results in an oilfield to produce benchmarks. They make it possible not only to compare performances in different wells, but also to price financial gains as a function of variables such as drill bit technologies, type of directional tools, parameters etc. Statistical standards avoid the temptation to stick to records or to fortuitous results when planning future wells. In addition to making possible to identify the origin of factors responsible for greater efficiency of the drilling process, the method measures the financial impact of choices made and estimates the volume of CO₂ emissions as a function of drilling time. To illustrate the analyzes, a case study using data made available by the ANP and operators which drilled in the Campos basin. By measuring the reduction of emissions upon an optimization process, the paper proposes that the corresponding carbon credits are a legitimate way to remunerate technology developers and companies with an ESG profile. The effective benefits for society will be the reduction of production costs in the energy matrix and the reduction of CO₂ emissions into the atmosphere.

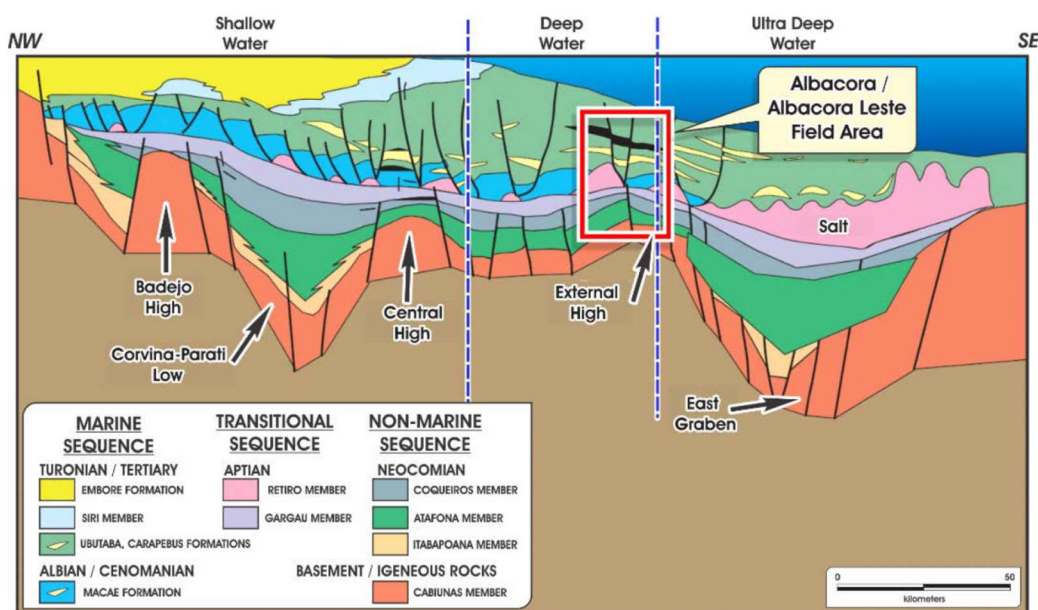
Keywords: oil drilling, decarbonization, benchmark, Amorim curve

Introdução

Uma campanha exploratória, com pico nos anos de 2002 a 2006, que pesquisava a possível extensão em águas médias do campo de Albacora, levou ao descobrimento de Albacora Leste, Marlim Sul e Roncador, entre outros, dos 62 campos que fazem parte da bacia de Campos (RODADA BRASIL 16, 2019). A campanha em Albacora Leste (ABL) iniciou-se com o poço 3-RJS-360 em 1986, mas somente sete anos depois foi encontrada a primeira jazida comercial de petróleo (ANP, 2024). Neste campo, os hidrocarbonetos encontram-se em reservatórios da Formação Carapebus, que correspondem a arenitos turbidíticos de idade Cretácea e Terciária (RAÍSA, 2019). Atualmente, dentre os 109 poços já perfurados, há 3 poços produzindo, 8 injetando, 10 fechados, tendo ainda sido 16 poços abandonados temporariamente e 72 permanentemente (ANP, 2024).

A partir de 2006, a Petrobrás realizou perfurações em busca de reservatórios no polígono do pré-sal, as quais se mostraram complexas e bastante custosas desde o início. A descoberta de reservatórios abaixo das camadas de sal, que deu-se inicialmente no bloco BM-S-11 da bacia de Santos, mudou o perfil da produção nacional, que é hoje 98% oriunda de campos marítimos, sendo 75% de reservatórios do pré-sal (ANP/BPPGN, 2023). O aumento de produtividade levou a empresa a oferecer ao mercado campos menos rentáveis, entre os quais Albacora Leste (EPBR, 2020), cujo grande atrativo é a possível existência de reservatórios no pré-sal, fato a ser confirmado em campanha complementar.

Fig. 1 - Esquema da seção geológica regional da bacia de Campos



Fonte: (SCOTIABANK, 2020)

Metodologia

Diante da impossibilidade de se levar cabos de energia elétrica às sondas, é imprescindível que a geração da energia elétrica em navios e plataforma seja feita através de poderosos geradores a diesel, havendo emissão diuturna de gases de efeito estufa. Assim, a redução do tempo de perfuração em um poço de petróleo contribui para a redução dos custos operacionais e ainda para as causas ambientais.

Sob a ótica da Economia da Perfuração, brocas de alta tecnologia atingem os limites técnicos ao perfurar metragens longas e com taxa de penetração alta. É ideal que cada fase seja integralmente perfurada por uma única broca, evitando-se retirar a coluna para efetuar sua troca, voltando à perfuração

com nova broca. Brocas de baixa tecnologia, ainda que sejam mais baratas, desgastam-se rapidamente e apresentam maior risco de perder partes no poço, por ação da abrasividade e de impactos.

Em métodos de otimização convencionais, os recordes de maior metragem e de maior taxa de penetração representam o coroamento dos esforços para se atingir os limites técnicos em um campo de petróleo (BARRIOS, SANTOS, *et al.*, 2021). Aprende-se com as experiências anteriores e procura-se replicar os melhores resultados nos poços seguintes, uma ação típica dos ciclos PDCA (PRASHAR, 2017). Quando um recurso mais eficiente é introduzido, o aumento da eficiência operacional poderá levar a um novo limite técnico naquela área (AMORIM JR., SANTOS, *et al.*, 2021). Por outro lado, nestes métodos os resultados de menor significado são deixados em segundo plano.

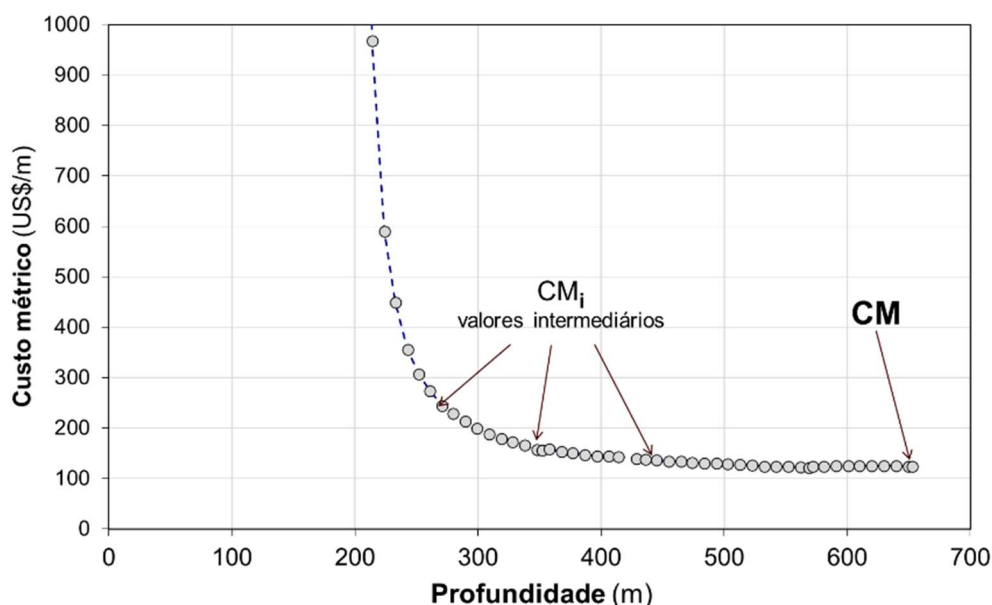
A metodologia de avaliação da perfuração, descrita a seguir, permite detectar a influência de tecnologias mais eficientes com base no custo métrico produzido (AMORIM JR., 2008). O custo métrico é um evento não-linear e não estocástico devido ao resultado da perfuração ser afetado por inúmeros aspectos complexos relacionados à geologia, à geometria da trajetória, às tecnologias utilizadas e às práticas operacionais (VAN KAMPEN, 1992). O valor de **CM**, calculado pela Eq. 1, é função direta do tempo produtivo gasto para se perfurar um segmento **MD** da trajetória do poço e dos preços dos insumos e serviços. Na Eq. 1, **CB** e **CH** provêm de tabelas de preços, e o tempo de manobra é gerado por modelos matemáticos devido a dificuldades operacionais de se registrar o tempo a cada manobra realizada (ARDEKANI e SHADIZADEH, 2013).

$$CM = (CB + CH \times (TT + HR)) / MD \quad (1)$$

- **CM** - custo por metro perfurado da extensão **MD** (\$/m)
- **CB** - custo da broca de perfuração (\$)
- **CH** - custo horário da sonda + ferramentas especiais + infraestrutura (\$/h)
- **TT** - tempo gasto para retirar uma broca, trocá-la e descer a broca seguinte (h)
- **HR** - horas de rotação gastas para perfurar a extensão **MD** (h)
- **MD** - extensão perfurada pela broca durante o tempo **HR** (m)

A Fig. 2 mostra a evolução típica de um gráfico **CM_i x MD**. Após rápido declínio inicial, segue-se a lenta estabilização de seus valores devido à depreciação da broca a cada metro perfurado. Ao se notar a queda de rendimento operacional, os parâmetros de perfuração devem ser modificados.

Fig. 2 - Gráfico da evolução de CM em função do tempo



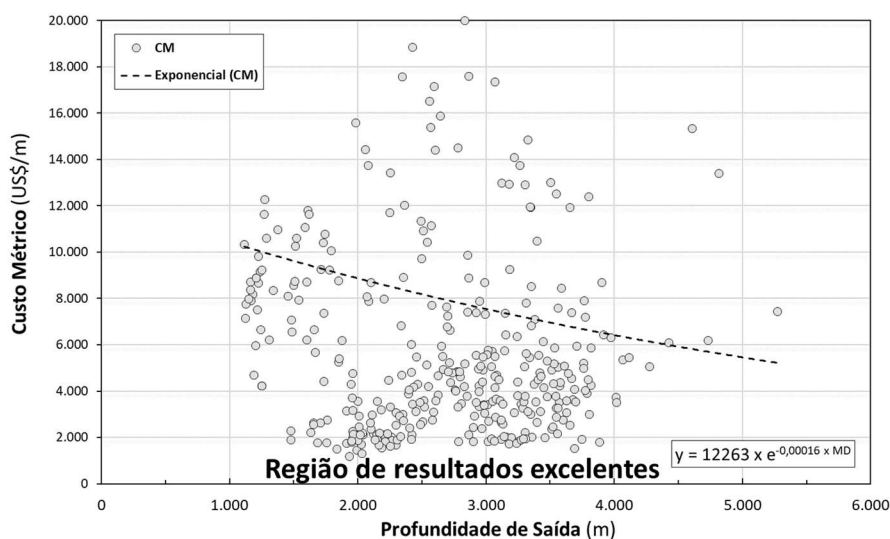
Ao se manter uma broca com cortadores desgastados, CM_i começa a subir e encarecer todo o trecho já perfurado até ali. Deve-se retirar brocas em caso de baixa eficiência, de acidente ou se CM aumentar 3% em relação ao menor valor de CM_i atingido até aquele momento (AMORIM JR., 2008).

$$CM = k_1 \times e^{k_2 \times P} \quad (2)$$

- CM = custo métrico da broca à profundidade P (\$/m)
- P = profundidade medida à saída da broca do poço (m)
- k_1 = variável que define o ponto teórico onde a curva de tendência encontraria o eixo y ; k_1 será sempre positivo, já que não existem custos negativos
- k_2 = variável que reflete a taxa da variação de CM em relação a P , moldando a curvatura da linha de tendência; valores de k_2 próximos a zero geram uma linha quase reta
- Se o fator k_2 for positivo, isso significa que profundidades maiores trazem dificuldades ainda não superadas envolvendo dureza, abrasividade da rocha, temperatura etc.
- Se o fator k_2 for negativo, reflete que as soluções desenvolvidas levaram a se utilizar brocas que conseguem perfurar grandes extensões em seções profundas

O melhor ajuste estatístico de CM é uma exponencial, cujo *benchmark* (curva de ajuste) é vista no gráfico da Fig. 3. Notar que para fins didáticos, o eixo Y do gráfico foi limitado a US\$20.000/m para reduzir a dispersão vertical, melhorando a compreensão de seus resultados. O *benchmark* é um balizador do processo de otimização de custos muito útil na produção de estimativas em poços futuros.

Fig. 3 - Curva de ajuste do processo de otimização



No gráfico acima, operações eficientes são aquelas em que CM está abaixo do *benchmark*. Trata-se de poderosa ferramenta para medir o impacto da aplicação de diferentes tecnologias à profundidade em que foram utilizadas, já que a fórmula permite comparar CM alcançado a qualquer profundidade com o valor esperado pelo *benchmark*. Ressalte-se que esse é um processo dinâmico: à medida que evolui a campanha de perfuração, k_1 e k_2 são alterados em função dos novos resultados. Caso a curva se desloque para baixo, entende-se que o processo de otimização traz resultados positivos, e vice-versa.

O custo mais provável de perfuração de um segmento qualquer entre as profundidades P_1 e P_2 é calculado pela Eq. 3, sendo a integral resolvida para produzir a Eq. 4:

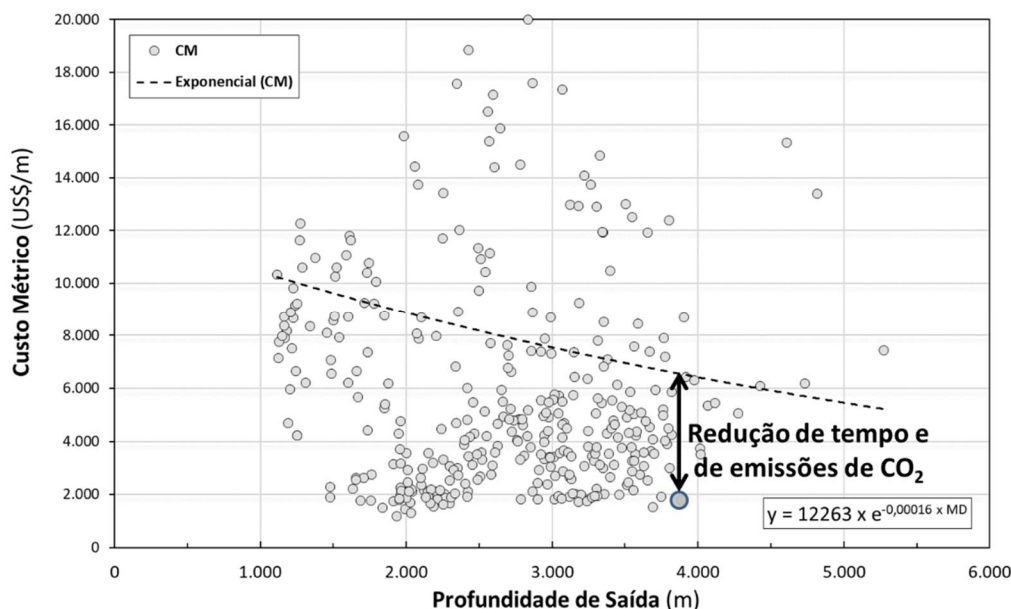
$$Custo_{segmento} = \int_{P_1}^{P_2} k_1 \times e^{k_2 \times P} dP \quad (3)$$

$$Custo_{segmento} = k_1 \times \{(e^{k_2 \times P_2}) - (e^{k_2 \times P_1})\} \div k_2 \quad (4)$$

Na Eq. 4, **P1** e **P2** são as profundidades inicial e final do trecho, e os valores **k1** e **k2** são extraídos da fórmula do *benchmark*. Notar que o custo de perfuração de **todo o poço offshore** pode ser antecipado tomando-se o valor da lâmina d'água como **P1**, e a profundidade final como **P2**.

Os autores propõem como legítimos os conceitos de que os ganhos ambientais são proporcionais à redução do tempo de emissão de gases de efeito estufa, demonstrado na Fig. 4, já que a redução de CO₂ na geração de energia elétrica é proporcional ao tempo economizado pelo processo de otimização.

Fig. 4 - Redução de CO₂ em decorrência do tempo economizado no processo de otimização



Considerando que geradores diesel-elétricos utilizados em sondas emitem entre 2,6 e 2,7 kg CO₂ por litro de diesel (UNIVERSITY OF EXETER, 2022), somados a 0,2 a 0,5 kg CO₂/l emitidos durante seu transporte até à sonda, adotou-se para fins didáticos o fator 3,0 kg CO₂/l diesel. Assim, uma redução de 1,8 dias na perfuração de um poço, por exemplo, reduz em cerca de 170 ton de CO₂ as emissões em um navio de posicionamento dinâmico (CARVALHO, 2011). O tema merece pesquisa complementar para diferenciar emissões em função de operações e de tipos de sonda (JENNIFER, 2023).

A Eq. 5 monetiza a redução das emissões de CO₂ devidas ao êxito de se utilizar tecnologias mais eficientes, estimando o valor dos créditos de carbono correspondentes. Estando o tema em debate inicial no Congresso Nacional, a metodologia poderá servir como referencial para testes de novas tecnologias, de forma que as operadoras pleiteiem legalmente os créditos equivalentes.

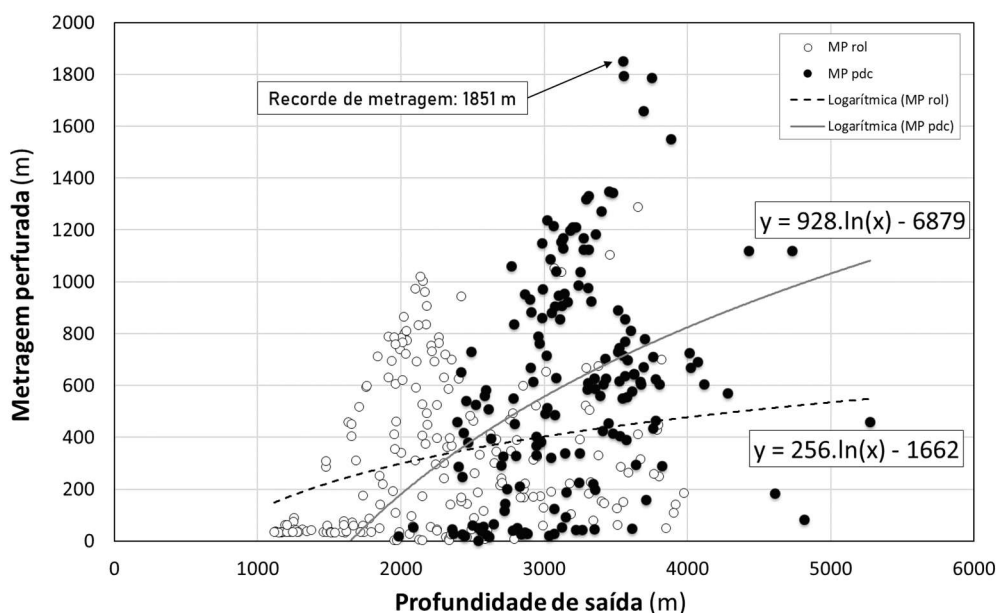
$$CC = \$CC \times ND \times MDCO_2 \quad (5)$$

- **CC** = créditos de carbono (US\$)
- **\$CC** = preço do crédito de carbono por tonelada (US\$/ton)
- **ND** = número reduzido de dias através do processo de otimização (dia)
- **MDCO₂** = emissão diária da plataforma durante a perfuração (ton CO₂/dia)

Resultados e Discussão

Este estudo de caso utilizou dados de 495 brocas utilizadas nos 109 poços perfurados em Albacora Leste, com robusta representatividade de 100%. Operações de testemunhagem não foram incluídas no estudo devido caráter especial destas operações (SANTOS, 2020). Cores diferentes no gráfico da Fig. 5 representam a metragem perfurada por duas tecnologias de brocas: tricônicas e de PDC. O destaque é para o recorde de metragem perfurada no campo em uma única descida: 1851 m.

Fig. 5 - Metragem perfurada por tecnologia de broca em Albacora Leste

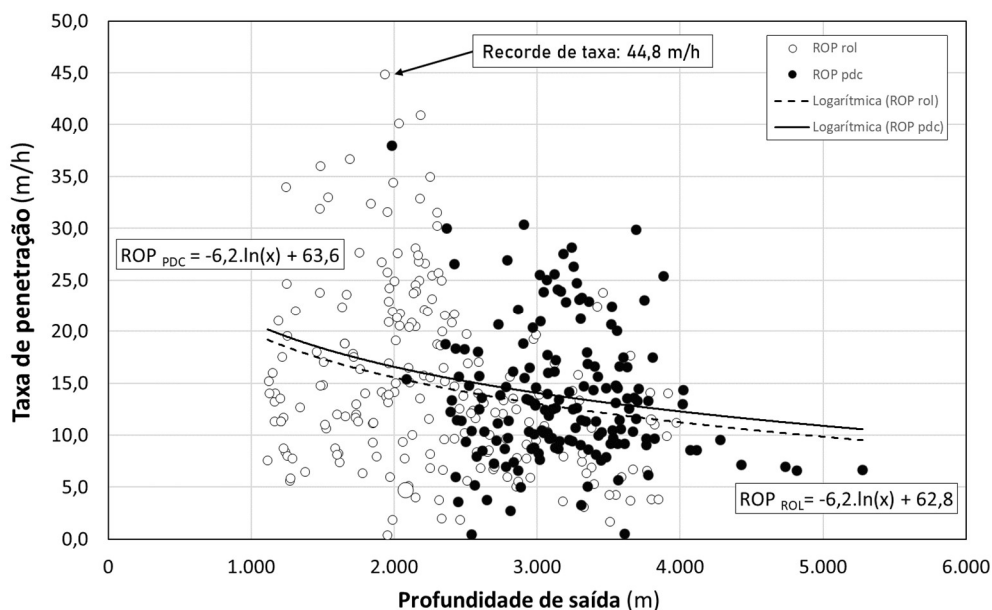


Observar que as curvas cruzam-se a 2400 m, sendo estatisticamente esperado que a partir desta profundidade as brocas de PDC durem mais. As curvas de tendência são diferentes, o que leva a concluir que a tecnologia das brocas é um fator relevante quanto à metragem total perfurada. A análise pode ser estendida filtrando-se seu diâmetro, o IADC de brocas tricônicas, número de lâminas, tamanho dos cortadores PDC etc. entre os diversos fatores existentes no banco de dados (AMORIM JR., 2008).

Ao contrário do esperado, já que a dureza das rochas aumenta com a profundidade vertical, em ambas as tecnologias a metragem **não diminui** com a profundidade. O fato denota a maturidade do processo de otimização no campo, que revelou tipos de brocas mais eficientes nas partes profundas do campo (MAZEN, RAHMANIAN, *et al.*, 2021). Este fato é confirmado pelas cinco maiores metragens vistas na Fig. 5 serem todas de brocas de PDC, inclusive o recorde de 1851 m.

As duas curvas da Fig. 6 são praticamente idênticas, o que significa que a tecnologia da broca não é relevante em relação à taxa de penetração para o universo amostrado.

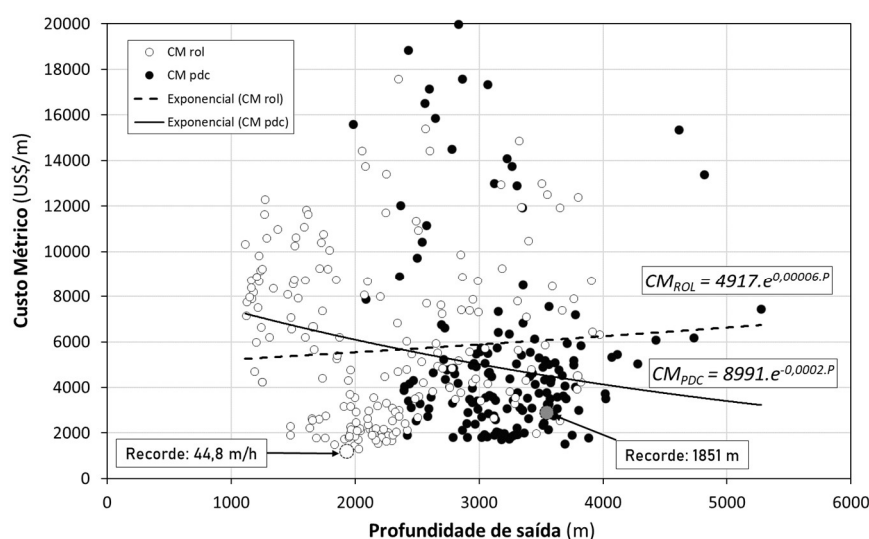
Fig. 6 - Taxa de penetração por tecnologia de broca em Albacora Leste



O destaque é para o recorde de taxa de penetração: 44,8 m/h. Ambas as curvas apresentam fatores negativos, gerando linhas de tendência quase retas e que decrescem com a profundidade, como esperado. A variabilidade na distribuição vertical dos pontos é bastante desigual em diferentes faixas de profundidade, demonstrando que a taxa de penetração varia em função da litologia, tipo e diâmetro da broca, tipo de lama e inclinação da trajetória.

Mas a visão que realmente interessa ao empreendedor é a da Fig. 7. No gráfico, o recorde de taxa de penetração, a cerca de 1950 m, mostra ser o **limite técnico de custo métrico** em Albacora Leste. Já o recorde de metragem perfurada, a cerca de 3550 m, está longe de ser o limite técnico de custos, sendo inclusive superado por vários outros resultados em profundidades próximas.

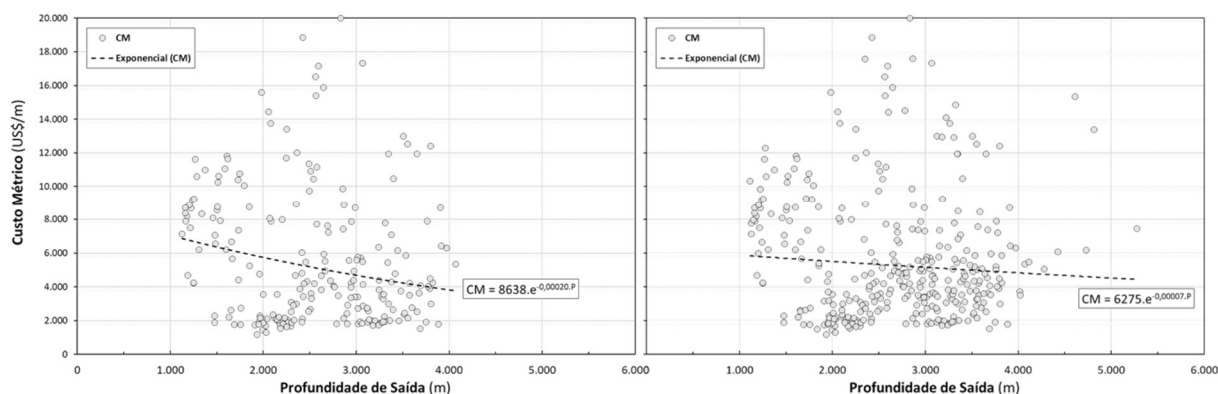
Fig. 7 - Gráfico de custo métrico *versus* profundidade de saída, por tecnologia de broca



Notar que as curvas de tendência são muito diferentes, de onde se conclui que a tecnologia de broca é uma variável relevante quanto ao custo métrico. Se ao processo de otimização interessa conhecer os fatores que geram resultados abaixo do *benchmark*, interessa ao ciclo de PDCA analisar os resultados acima dele em busca de falhas em procedimentos operacionais, ou na programação deficiente de brocas.

A metodologia permite ainda avaliar o processo de otimização comparando os fatores **k1** e **k2** de diferentes épocas. A Fig. 8 mostra dois *benchmarks*: o dos resultados de 1987 até 2004, e o da campanha completa no campo. Além da curva deslocar-se para baixo com o tempo, vale ressaltar que não se conseguiu **nenhum** valor de **CM** abaixo do *benchmark* a mais de 4.000 m, o que sinaliza dificuldades em caso de exploração do pré-sal no campo. A comparação dos gráficos mostra ainda que a partir de 2010 iniciou-se a perfuração de poços com mais de 5.000 m, em busca de novos reservatórios.

Fig. 8 - Benchmark de CM das campanhas 1987 a 2004 *versus* 1987 a 2024



Conclusões

A metodologia mostrou o caminho para se identificar os melhores resultados na exploração de um campo de petróleo, que são os resultados mais abaixo do *benchmark* de custos métricos. O método permite ainda pesquisar nas condições de contorno fatores responsáveis por gerar economia de tempo, custos e a redução da emissão de CO₂, como também demonstrar a evolução do processo de otimização ao longo do tempo. O artigo validou os recordes atingidos durante a exploração do campo de Albacora Leste, comparando-os com as demais amostras na base de dados.

Ao se adotar a abordagem estatística da análise econômica, confere-se maior confiabilidade às predições da metodologia do que àquelas elaboradas por métodos baseados na experiência pessoal do projetista, ou com base em médias operacionais de amostras menos representativas.

A metodologia pode ser replicada em atividades como as tecnologias de transporte, ajustando-se estatisticamente os dados da variável linear, que é a quilometragem rodada, e os dados relativos ao custo operacional, como aquisição, depreciação, combustível e despesas de manutenção dos veículos.

Agradecimentos

Os autores agradecem o relevante apoio financeiro à pesquisa do programa PRH/ANP/FAPESP, convênio 2024/12416-1, processo 2024/10535-3. Enaltecem ainda o esforço da ANP em tornar públicos dados da indústria de petróleo no Brasil, em inequívoco incentivo à pesquisa científica em área vital para a consolidação da matriz energética brasileira. Os autores agradecem também à Petrobrás pela cessão de informações do campo de Albacora Leste, o que aumentou a confiabilidade estatística da base de dados deste trabalho.

Referências Bibliográficas

AMORIM JR., D. S. **Otimização de Custos na Perfuração de Poços de Petróleo**. Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 10. 2008.

AMORIM JR., D. S. et al. A solution for funding the development of technology in oilwell. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 11, p. 243-252, 2021. ISSN <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01030-z>.

ANP. Acervo de dados. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/ad/tabela-de-pocos.xlsx>>. Acesso em: jan. 2024.

ANP/BPPGN. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. **ANP**, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2023/boletim-junho-pdf.pdf>>. Acesso em: 2023.

ARDEKANI, O. S.; SHADIZADEH, S. R. Development of drilling trip time model for southern Iranian oil. **JPEPT**, 3, 2013. 287–295. Acesso em: 2023.

BARRIOS, E. et al. **Driving Superior Performance in Brazilian Pre-Salt - The Challenges, Solutions and Achievements of Shell and Providers in Exploratory Pre-Salt Wells in Brazil**. Offshore Technology Conference. Houston: One Petro. 2021. p. 15.

CARVALHO, C. H. R. **Emissões Relativas de Poluentes do Transporte Motorizado de Passageiros nos Grandes Centros Urbanos Brasileiros**. IPEA. [S.l.], p. 42. 2011.

- EPBR. Petrobras vai vender Albacora e Albacora Leste. **EPBR**, 25 set. 2020. Disponível em: <<https://epbr.com.br/petrobras-vai-vender-albacora-e-albacora-leste/>>. Acesso em: 2023.
- JENNIFER, L. Petrobras Buys First-Ever Carbon Credits, Commits \$120M in Brazil's Carbon Market. **Carbon Credits**, 2023. Disponível em: <<https://carboncredits.com/petrobras-buys-first-ever-carbon-credits-commits-120m-in-brazil-carbon-market/>>. Acesso em: 2023.
- MAZEN, A. Z. et al. Effective mechanical specific energy: A new approach for evaluating PDC bit performance and cutters wear. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 196, 2021. 10. Acesso em: 2023.
- PRASHAR, A. Adopting PDCA (Plan-Do-Check-Act) cycle for energy optimization in energy-intensive SMEs. **Journal of Cleaner Production**, 145, 2017. 17. Acesso em: 2023.
- RAÍSA, C. P. **Caracterização Faciológica de Depósitos Turbidíticos Miocênicos do Campo Albacora Leste, Bacia de Campos**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 82. 2019.
- RODADA BRASIL 16. **Bacia de Campos Sumário Geológico e Setores em Oferta**. ANP. [S.l.]. 2019.
- SANTOS, P. T. **Caracterização tectono-estratigráfica e faciológica dos reservatórios carbonáticos do pré-sal do campo de Búzios**. UERJ. [S.l.], p. 257. 2020.
- SCOTIABANK. **Oportunidade de Investimento em Ativos de Águas Profundas no Brasil**. [S.l.], p. 14. 2020.
- UNIVERSITY OF EXETER. Calculation of CO2 emissions. **University of Exeter**, 11 out. 2022. Disponível em: <https://people.exeter.ac.uk/TWDavies/energy_conversion/Calculation%20of%20CO2%20emissions%20from%20fuels.htm>.
- VAN KAMPEN, N. G. **Stochastic Processes in Physics and Chemistry**. Fourth Edition. ed. Oxford, EN: Elsevier, 1992. 465 p. ISBN 13: 978-0-444-89349-0.