

WESLEY MAX LACERDA DE LIMA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO PREÇO DO PETRÓLEO NAS TAXAS DE
AFRETAMENTO DE SONDAS DE PERFURAÇÃO *OFFSHORE*.**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

SANTOS

2020

WESLEY MAX LACERDA DE LIMA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO PREÇO DO PETRÓLEO NAS TAXA
DE AFRETAMENTO DE SONDAS DE PERFURAÇÃO *OFFSHORE*.**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

**Área de concentração: Engenharia
Econômica**

**Orientador: Profa. Dra. Regina Meyer
Branski**

SANTOS

2020

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Lima, Wesley Max Lacerda de
Preço do Petróleo e Taxa de Afretamento de Sondas de Perfuração Offshore
/ W. M. L. Lima -- São Paulo, 2020.
58 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

1.ENGENHARIA ECONÔMICA I.Universidade de São Paulo.
Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo
II.t.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer aos meus pais por todo sacrifício e esforço, fazendo o possível e o impossível para que eu tivesse todas as condições necessárias para estudar.

Aos meus tios, que foram como pais durante esse período.

Aos meus irmãos e amigos, por mesmo de longe sempre se fazerem presentes em minha vida. Por se preocuparem e se esforçarem para estarem comigo, mas além disso, por compreenderem todos os momentos em que precisei me ausentar.

Agradeço também todos os novos amigos que a faculdade me proporcionou. Aqueles que vivenciaram minhas dificuldades no dia a dia, mas que também compartilharam ótimos momentos ao longo desses últimos anos.

Por fim, gostaria de agradecer ao corpo docente da Escola Politécnica da USP, em especial a minha orientadora, professora Regina, por todo empenho e dedicação.

RESUMO

Diversos fatores influenciam as taxas de arrendamento das sondas de perfuração. Este trabalho se propõe a mensurar a relação entre o preço do barril de petróleo (*Brent*) e os *dayrates*. Para isso, utilizou-se como estudo de caso o Brasil, com dados entre 2000 e 2019. A partir da aquisição dos dados em repositórios especializados, aplicaram-se os testes estatísticos de cointegração, correlação cruzada e causalidade de Granger a fim de mensurar o grau de interação entre as variáveis, discriminadas mensal e anualmente. Os testes de correlação temporal permitiram aferir o grau de associação entre os parâmetros. Dessa forma, foi possível prosseguir para verificação de relação de causa e efeito entre as variáveis, onde constatou-se que o preço do barril exerce ingerência sobre a precificação do serviço de sondagem durante uma janela de quatro anos, em que o ápice dessa influência ocorre com atraso de um ano. Todavia, a precificação das diárias das sondas é produto da combinação de outras variáveis (especificidades do projeto, características da sonda etc.) de forma a apresentar comportamento atenuado em relação ao *Brent*. Apesar da descentralização das informações e escassa bibliografia a respeito do tema, o trabalho conseguiu compilar informações, gerando resultados e conclusões pertinentes, possibilitando a generalização e aperfeiçoamento da metodologia em trabalhos futuros.

Palavras-chave: taxa de afretamento, sondas de perfuração offshore, preço do barril.

ABSTRACT

Drilling rig dayrates are affected by several factors. This work aims to measure relationship between oil prices (Brent) and the dayrates. For this, Brazil was used as a case study, with data between 2000 and 2019. From the acquisition of data in specialized repositories, statistical tests of cointegration, cross correlation and Granger's causality were applied in order to measure the degree of interaction between variables, broken down monthly and annually. The temporal correlation tests allowed to assess the degree of association between the parameters. It was found that the barrel prices interfere with the drilling service pricing during a four-year period, in which the maximum of this influence occurs one year delayed. However, the evaluation of the equipment's daily rates results from the combination of other variables (project specifications, rig characteristics etc.) showing attenuated behavior in relation to Brent. Despite the decentralization of information and the scarce bibliography on the subject, this work managed to compile information, generating relevant results and conclusions, and allowing the generalization and improvement of the methodology in future works.

Keywords: dayrate, offshore drilling rigs, oil price.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Cadeia do petróleo <i>upstream</i>	14
Figura 2 - Fluxo de caixa básico para projetos de petróleo.....	15
Figura 3 - Representação dos tipos de sondas de perfuração.....	17
Figura 4 - Preço e nível de utilização das sondas de perfuração no Golfo do México entre 1991 e 2009 para plataformas do tipo Jaqueta.....	20
Figura 5 - Efeitos relativos ao nível de utilização das sondas.....	22
Figura 6 - Efeitos relativos aos parâmetros lineares que compõem o preço da sonda.....	23
Figura 7 - Relação entre o preço do petróleo e a quantidade de sondas de perfuração em operação no mundo.....	24
Figura 8 - Dispersão das taxas de arrendamento em função do preço do <i>Brent</i> para plataformas do tipo Jaqueta e plataformas flutuantes (navio-sonda e semissubmersível).....	25
Figura 9 - Exemplo de série estacionária e não estacionária.....	27
Figura 10 - Etapas desenvolvidas.....	33
Figura 11 - Taxa de afretamento de sonda de perfuração no Brasil vs o preço do <i>Brent Oil</i> de janeiro de 2000 a dezembro de 2019.....	37
Figura 12 - Estatística descritiva para a série temporal dos preços do barril (<i>Brent</i>)	38
Figura 13 - Estatística descritiva para a série temporal dos <i>dayrates</i>	39
Figura 14 - Resultado para teste de Dickey-Fuller Aumentado aplicado a primeira diferença da série temporal de preço do barril.....	40
Figura 15 - Resultado para teste de Dickey-Fuller Aumentado aplicado a primeira diferença da série temporal de taxa de afretamento de sondas de perfuração. ..	40

Figura 16 - Correlação entre preços do barril e <i>dayrates</i> para cada defasagem utilizada.....	41
Figura 17 - Média dos <i>dayrates</i> de novos contratos vs Média do preço do barril.....	42
Figura 18 - Correlação entre preço do barril e <i>dayrates</i> médios dos novos contratos para cada defasagem utilizada.	43
Figura 19 - Resultados obtidos do teste Dickey-Fuller Aumentado (<i>ADF Test</i>) aplicado à série temporal do preço do barril (<i>Brent</i>).....	44
Figura 20 - Resultados obtidos do teste Dickey-Fuller aplicado à série temporal das taxas de afretamento de sondas de perfuração.....	45
Figura 21 - Receita anual da Petrobras e preço do barril de petróleo (<i>Brent</i>) em reais.	49
Figura 22 - Quantidade de sondas de perfuração por ano para cada região do mundo (2012 a 2018).....	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Contratos de sondas de perfuração válidos no Brasil no mês de outubro de 2000.....	36
Tabela 2 - Valores de “t” para o teste de Granger mensal.	46
Tabela 3 - Valores de “t” para o teste de Granger anual.	46
Tabela 4 - Lâmina d’água, taxa de afretamento de sondas dos novos contratos e preço do barril por ano.....	48

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
2	OBJETIVO.....	12
3	JUSTIFICATIVA	13
4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
	4.1 Cadeia do Petróleo offshore	14
	4.2 Sondas de Perfuração Offshore	16
	4.2.1 Tipos de Sondas de Perfuração	16
	4.2.2 Mercados das Sondas de Perfuração.....	18
	4.2.3 Tarifas de afretamento de Sondas de Perfuração	19
	4.3 Testes Estatísticos Aplicados.....	26
	4.3.1 Séries temporais.....	26
	4.3.2 Correlação Cruzada.....	27
	4.3.3 Causalidade de Granger.....	28
	4.3.4 Teste de Cointegração	31
5	MATERIAIS E MÉTODOS.....	33
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	36
	6.1 Resultados da análise da estatística descritiva	36
	6.2 Resultados da análise de Cointegração de Engle-Granger.....	39
	6.3 Resultados da análise de Correlação Cruzada.....	41
	6.4 Resultados da análise de Causalidade de Granger	44
	6.5 Discussões	47
7	CONCLUSÕES	51
8	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	53
9	TRABALHOS FUTUROS	54

REFERÊNCIAS.....	55
ANEXO A – ARTÍGO SÍNTESE	59

1 INTRODUÇÃO

A descoberta de reservas de petróleo na Bacia de Santos, no chamado Pré-Sal, impulsionou o setor petrolífero brasileiro. A exploração dessas reservas em alto mar (*offshore*) vem acompanhada de desafios técnicos - perfuração dos poços, adequação dos equipamentos às condições dos ventos, marés etc. – e desafios logísticos – operar em alto mar, longos *leads-time* etc. (JESUS, 2019). A produção e exploração do petróleo *offshore* são significativamente mais complexas do que a *onshore* e, portanto, tem maior custo. No caso do Brasil esses custos são ainda maiores, visto que os reservatórios estão localizados em águas ultra profundas, a 300 km da costa, abaixo de uma camada de sal com 2 km de profundidade (MORAIS, 2013).

Dentre os inúmeros custos envolvidos na exploração de petróleo *offshore*, o mais significativo é o de perfuração. Esta é feita por sondas, equipamentos complexos, com elevado conteúdo tecnológico e altamente especializados. Na definição da tarifa de afretamento desses equipamentos são considerados, além do seu custo operacional e de depreciação, fatores como espessura de rocha perfurada, condições ambientais, materiais e insumos necessários, necessidade de inovação etc. (AMADO, 2013).

Além desses fatores objetivos, as tarifas de afretamento das sondas refletem a cotação internacional do preço do barril. Em tempos de petróleo em alta, as tarifas aumentam e, nos tempos de baixa, diminuem. Em 2008, as tarifas de afretamento de sondas de perfuração atingiram o valor de US\$ 700.000/dia: além de alta demanda por sondas de águas ultra profundas, o preço do petróleo estava em torno de US\$ 100 o barril (VIEGAS, 2013). Desde 2014, com a queda nos preços internacionais e a pressão das operadoras para reduzir custos, as tarifas de afretamento foram reduzidas em torno de 50% (ALMEIDA *et al.*, 2016).

Os preços do petróleo, por sua vez, são formados a partir de diversos outros fatores. Conforme destacado por Chen *et al.* (2016), os valores internacionais do petróleo sofreram um grande aumento devido a Guerra do Golfo ocorrida em 1990. Outros eventos importantes como a crise econômica asiática, os ataques terroristas de 11 de setembro de 2001, a Guerra do Iraque, a greve da Venezuela em 2003, a crise financeira global de 2008 e as crises políticas da Ucrânia também desencadearam oscilações acentuadas dos preços do petróleo. Dentre eles, os episódios de risco

político, especialmente os ocorridos nos países OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), podem ter um impacto significativo sobre a volatilidade dos preços do petróleo (CHEN et al., 2016).

Entre 2016 e 2018, o barril do petróleo apresentou forte alta, indo dos US\$ 30 para US\$ 80. No ano de 2019 o preço internacional do petróleo manteve-se estável, flutuando próximo aos US\$ 65. No início de 2020, a demanda por petróleo no mundo sofreu grande impacto em decorrência da pandemia do COVID-19. Esse novo cenário resultou em uma queda acentuada do preço do barril, levando o *Brent* a cotações inferiores a US\$ 20 (WORLDBANK, 2020). O presente trabalho foca sua análise nas taxas de afretamento de sondas. Através de cálculos por cointegração, correlação cruzada e de causalidade, investigam-se eventuais padrões e vínculos entre as taxas de afretamento de sonda (arrendamento) e o preço do barril de petróleo.

2 OBJETIVO

O objetivo do trabalho é mensurar relações existentes entre o preço do petróleo e a taxa de afretamento de sondas de perfuração *offshore* no Brasil, nos últimos vinte anos, por meio dos testes estatísticos de Correlação Cruzada, Causalidade de Granger e Cointegração.

3 JUSTIFICATIVA

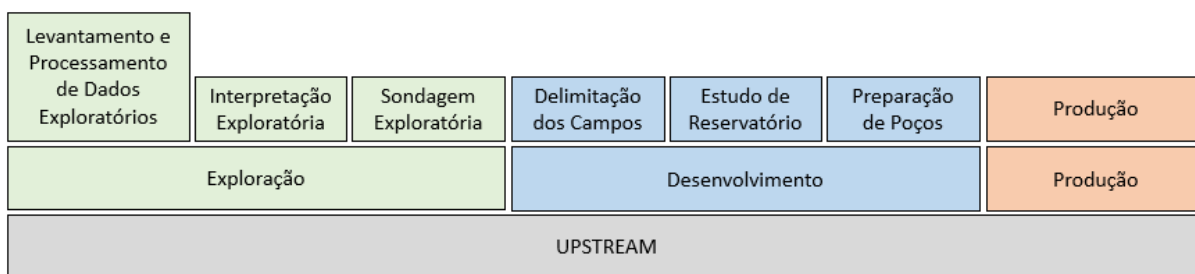
O segmento de sondas de perfuração no Brasil é escasso de informações, e estas ainda se encontram dispersas e pouco estudadas. Pretende-se, a priori, preencher esse *gap* com o mapeamento e organização de dados a respeito de sondas de perfuração e suas respectivas taxas de afretamento e, posteriormete, mensaurar a relação entre as variáveis supracitadas. A compreensão dos padrões e relações entre preço do petróleo e taxa de afretamento contribui para que os tomadores de decisão definam melhor suas estratégias e operem de modo mais eficiente. Além disso, o trabalho tem grande contribuição acadêmica, compilando dados para que outras estudos sejam realizados.

4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

4.1 Cadeia do Petróleo *offshore*

Tradicionalmente a cadeia do petróleo é classificada em dois segmentos: *upstream*, onde estão concentradas as atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e *downstream*, abrangendo refino e distribuição, conforme ilustra a figura 1 (ALMEIDA *et al.*, 2016).

Figura 1 - Cadeia do petróleo *upstream*.



Fonte: Adaptado de Almeida *et al.* (2016).

A exploração tem início com levantamento sísmico que identifica possíveis jazidas. Envolve três atividades: coleta de informações geológicas do subsolo e processamento dos dados; conversão dos dados em modelos para análise, e interpretação do perfil geológico para decidir onde perfurar os poços de exploração. Por meio dos poços de exploração identificam-se as reservas, sua magnitude e qualidade do óleo. Nessa etapa estão envolvidos grandes custos e riscos, já que os investimentos em bens de capital e mão de obra especializada são elevados e podem resultar em poços de baixo ou mesmo de nenhum potencial econômico (ALMEIDA *et al.*, 2016).

Se os resultados forem promissores, tem-se início a etapa de desenvolvimento. Durante esta etapa, é feito o planejamento de como explorar o reservatório: número de poços que serão perfurados; localização e equipamentos ou materiais necessários. Os poços são perfurados e completados (preparados) com a instalação de equipamentos para extração, tratamento e estocagem e de um sistema para escoamento do óleo e do gás (ALMEIDA *et al.*, 2016).

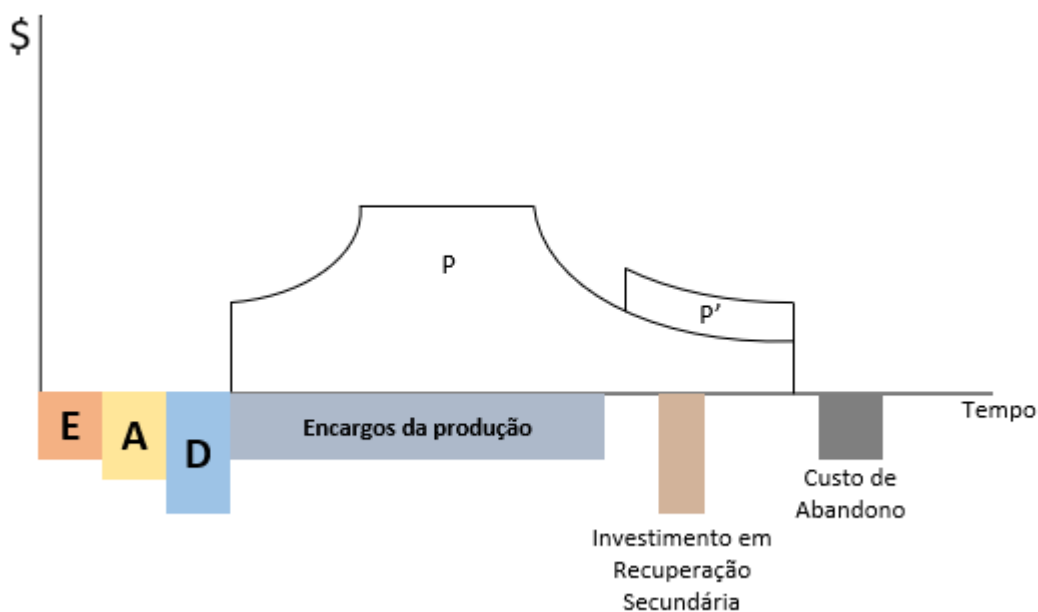
Finalmente, na produção, é iniciada a extração do petróleo. Nessa etapa as principais atividades são os cuidados com a manutenção – recuperando ou substituindo peças e equipamentos desgastados ou com defeito – e supervisão das condições do ambiente como pressão, fluxo de fluidos, vazão do óleo etc. Os fluidos produzidos pelos poços (água, óleo e gás) são separados, tratados e armazenados para serem transportados para as refinarias (ALMEIDA *et al.*, 2016).

Os investimentos necessários para exploração e produção de petróleo *offshore* são elevados, exigem soluções tecnológicas complexas e tem longo prazo de maturação (evolução). Os custos variam de poço para poço de acordo com a geopolítica local, localização do campo, características geológicas do reservatório, dificuldades técnicas de exploração e produção, qualidade do óleo, entre outros fatores (CORRÊA, 2013).

No Brasil, os custos são altos em comparação com outras nações devido à localização de reservatórios em águas ultra profundas, a 300 quilômetros, abaixo de uma camada de sal com 2 quilômetros de profundidade (CORRÊA, 2013).

Pereira (2004) demonstra um fluxo de caixa básico para projetos de petróleo onde se nota ordens de grandeza e ordenamento temporal dos investimentos (Figura 2).

Figura 2 - Fluxo de caixa básico para projetos de petróleo.



Fonte: Adaptado de Pereira (2004).

No fluxo de caixa da figura 2, “E” corresponde à exploração, abrangendo as operações que buscam avaliar áreas a fim de se descobrir e identificar jazidas petrolíferas; “A” representa a fase de avaliação, caracterizada por testes de avaliação de descoberta, para estimar o volume potencial do reservatório e a produção diária (avaliação da eventual comercialidade da jazida). A fase “D”, por fim, indica a etapa de desenvolvimento, posterior à declaração de viabilidade econômica da jazida e à perfuração do poço pioneiro, quando se faz a delimitação de reservatório através da escavação de poços de delimitação no entorno do primeiro poço, propiciando o desenvolvimento do campo (PEREIRA, 2004).

Durante o desenvolvimento do projeto, o maior custo é o de perfuração, devido aos altos valores para arrendamento das sondas (AMADO, 2013). Compreender as variáveis que influem na formação do preço ao longo do tempo, é, portanto, crucial para que os tomadores de decisão da cadeia de petróleo e gás definam suas estratégias.

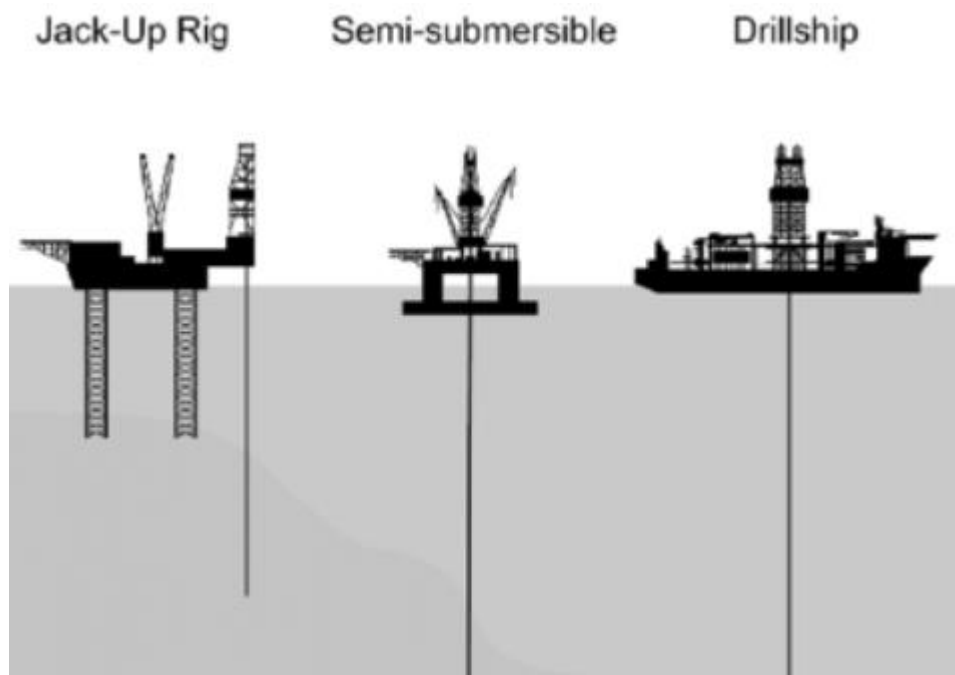
4.2 Sondas de Perfuração *Offshore*

Sondas de perfuração são equipamentos complexos e, portanto, extremamente dispendiosos. São construídas a partir de uma ampla variedade de projetos, especificações e contratos por estaleiros ao redor do mundo, com custos sob influência das condições de mercado, tipo de material, qualificação da mão de obra, classe do projeto, especificações da sonda e tempo necessário para o término da construção. Outros fatores como tipo de contrato, produtividade do estaleiro e flutuações da taxa de câmbio também são condicionantes, mas seus impactos são mais difíceis de serem observados (KAISER; SNYDER, 2013a).

4.2.1 Tipos de Sondas de Perfuração

Utilizando-se a abordagem de Kaiser e Snyder (2013b), pode-se agrupar as sondas de perfuração em três tipos: jaquetas, sondas semissubmersíveis e navios sondas, sendo os dois últimos tipos usados em lâminas d’água superiores a 500 pés (150 metros) (Figura 3).

Figura 3 - Representação dos tipos de sondas de perfuração.



Fonte: Kaiser e Snyder (2013b).

Jaquetas (*Jackups*) são sondas oceânicas usadas em profundidades de água de até 500 pés (150 metros). Compreendem plataformas com “pernas” que podem ser ajustadas para se adequar a um determinado local. Quando se deslocam entre diferentes posições, as jaquetas flutuam em seus cascos, guiadas por rebocadores. Uma vez posicionadas, as “pernas” são lançadas ao fundo do mar e o casco é elevado para fora da água, criando uma plataforma estável para perfuração (KAISER; SNYDER, 2013b).

Uma sonda **semissubmersível** consiste em uma plataforma suportada por pontões submersos interconectados por colunas grandes, cujos lastros determinam elevação ou rebaixamento da unidade. Por conta dessas características, as semissubmersíveis são estáveis em ambientes agressivos, e integram a maior parte das plataformas alocadas em águas profundas e agressivas (KAISER; SNYDER, 2013b).

Os **navios-sonda**, por fim, são embarcações com autopropulsão capazes de armazenar grandes quantidades de suprimentos, usadas em áreas de fronteira e regiões distantes da costa territorial. Os navios-sonda mais atuais são capazes de

perfurar poços de até 40 mil pés em lâminas d'água de até 12.000 pés (3700 metros) (KAISER; SNYDER, 2013b).

O tipo de sonda a ser utilizado depende das características geológicas do local de perfuração, distância da costa, profundidade, condições ambientais, características das rochas e aspectos afins. São esses fatores que irão determinar o tipo de equipamento empregado, o tempo necessário para a perfuração e por consequência, o preço que será cobrado pelo trabalho (TOEWS; NAUMOV, 2015).

De modo geral, a perfuração é realizada por empresas especializadas, denominadas *drillers* e contratadas pelos operadores do campo para perfurar. Além da propriedade das sondas, o *driller* é responsável por todas as decisões do processo de perfuração e da operação da sonda. Fornecem, portanto, tripulação treinada, insumos, embarcação para transporte da carga e treinamento para funcionários das operadoras contratantes (TOEWS; NAUMOV, 2015).

4.2.2 Mercados das Sondas de Perfuração

Segundo Kaiser e Snyder (2013a), as sondas de perfuração *offshore* estão inseridas em 5 mercados: aluguel no mercado de serviços de perfuração por contrato; sondas novas; sondas de segunda mão; mercado de manutenção/aprimoramento; e mercado de sucatas. Uma sonda transita por esses mercados diversas vezes ao longo de sua vida útil, sendo que apenas o arrendamento da sonda gera receitas para o *driller*.

1. O mercado de aluguel abrange o arrendamento de sondas de perfuração. Dentre os mercados analisados no estudo, é o que apresenta maior movimentação financeira.
2. O mercado de novas sondas está embasado na construção de novas unidades e é favorecido quando as taxas de retorno de operação excedem o valor do investimento para construção.
3. O mercado de manutenção e aprimoramento leva em conta procedimentos como pintura, troca de partes danificadas e substituição de equipamentos defeituosos.

4. O mercado de segunda mão, por sua vez, representa as transações decorridas por falência, eliminação de capacidade ociosa, necessidade de aquisição de mais sondas, etc.
5. O mercado de sucatas, por fim, existe por conta da comercialização de equipamentos de perfuração, removidos das sondas. Embarcações são vendidas e avaliadas em relação a tonelagem de metal que possui.

Kaiser e Snyder (2013a) explicam ainda que sondas ativas podem apresentar diferentes *status* de operação, podendo estar perfurando, em espera, se deslocando ou em estado de mobilização/desmobilização. Quando contratos se expiram, as unidades tornam-se inativas, já quando estão aptas a entrar em operação logo quando são solicitadas, sua condição é de *ready-stacked* (em oposição a condição de *cold-stacked*). Nessa última situação, as sondas ficam inativas por meses ou até anos, demandando investimentos que lhe habilitem a operar novamente, entrando assim no mercado de atualizações ou mesmo de segunda mão. Se os custos de recuperação de uma sonda na situação *cold-stacked* forem proibitivos, finda-se a vida útil da unidade e seu *status* passa a ser de *dead-stacked*, com destino ao mercado de sucatas ou de segunda mão.

Levando-se em conta a diversidade de *status* e de “submercados” para sondas, o presente trabalho opta por centrar-se no mercado de aluguel de sondas, identificando os preços praticados nos últimos anos e como este se relaciona com o preço do barril de petróleo.

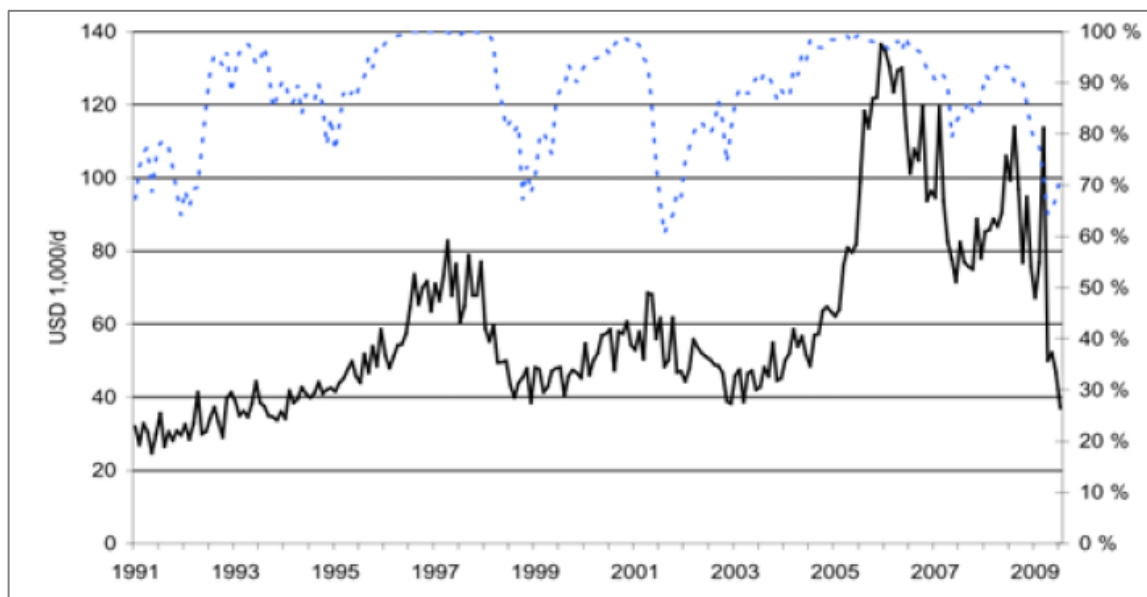
4.2.3 Tarifas de afretamento de Sondas de Perfuração

Como já suscitado, o aluguel ou taxa de afretamento da sonda é a parcela mais custosa de uma operação de perfuração. Além de fatores objetivos (como condições geológicas, distância da costa e profundidade), as tarifas cobradas estão fortemente correlacionadas à capacidade de investimento das operadoras e, portanto, ao preço do petróleo no mercado internacional (OSMUNDSEN; ROSENDAHL; SKJERPEN, 2015).

Osmundsen, Rosendahl e Skjerpen (2015) estudaram as oscilações dos preços de arrendamento de sondas de perfuração no Golfo do México durante uma década.

Entre os períodos de 2000-2004 e 2006-2008, os preços dobraram de valor. Em 2009, entretanto, os valores sofrem forte queda, em especial nos Estados Unidos, por conta da forte crise financeira mundial. É possível notar, na Figura 4, o comportamento supracitado bem como as oscilações no nível de utilização da frota existente no país.

Figura 4 - Preço e nível de utilização das sondas de perfuração no Golfo do México entre 1991 e 2009 para plataformas do tipo Jaqueta.



Fonte: Osmundsen, Rosendahl e Skjerpen (2015).

Na figura, o eixo horizontal ilustra os anos, o eixo vertical à esquerda, as taxas de arrendamento em milhares de dólares, e o eixo vertical à direita ilustra as taxas de utilização. A curva em tom preto demarca a taxa de arrendamento ano a ano, enquanto a linha azul demarca a taxa de utilização das sondas no período.

Osmundsen, Rosendahl e Skjerpen (2015) aplicam princípios de econometria na criação de um modelo que discrimina as variáveis existentes na precificação de uma sonda para a região do Golfo do México. Para isso, são analisados contratos particulares de arrendamento de sondas e seus respectivos conteúdos a fim de se identificar as características que contribuam para a formação dos preços dos aluguéis.

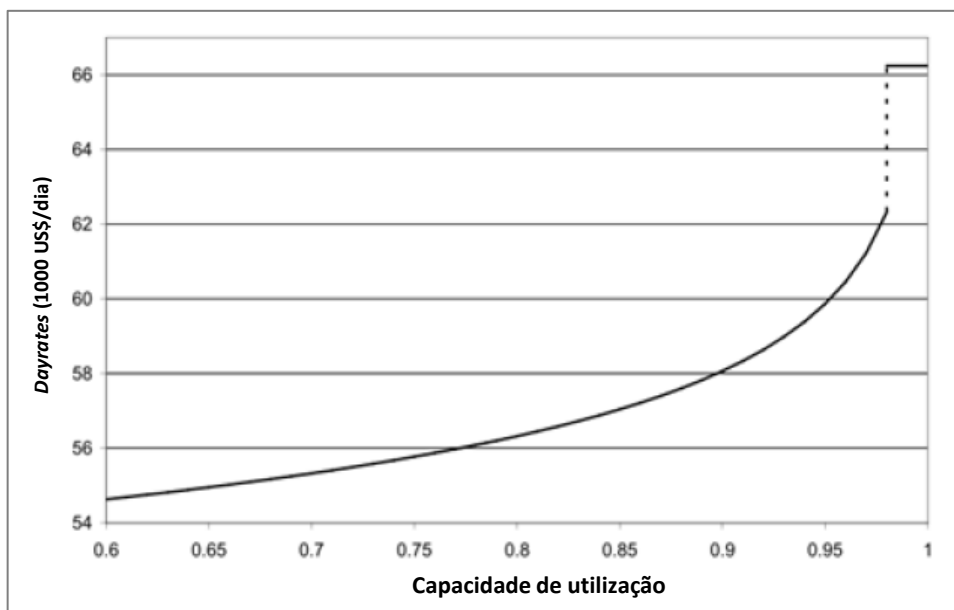
A partir dessa análise, algumas premissas, guias para o modelo, podem ser estabelecidas. A primeira é de que as empresas petrolíferas são detentoras de um número diferente de projetos com diferentes expectativas de lucros, e esses são

critérios para a sonda mais pertinente para cada situação. A segunda premissa está embasada na ideia de que as companhias proprietárias das plataformas de perfuração possuem quantidades e modelos limitados de embarcações, de modo que oferta e demanda, além do próprio valor do barril de óleo, impactam na formação do preço de arrendamento. Quando o mercado internacional determina que o valor do barril seja alto, a produção do recurso torna-se atrativa, com margens de lucros potencialmente maiores. Ambas as premissas podem ser descritas na forma de variáveis não lineares, tendo em vista a sensibilidade aos eventos exteriores, como pressão do mercado internacional (OSMUNDSSEN; ROSENDAHL; SKJERPEN, 2015).

No equacionamento, ainda, quatro variáveis são definidas para representar a parte linear da equação, isto é, aquelas que irão compor o preço, mas que não dependem de fatores externos ao projeto: *lead time* (tempo decorrido desde o momento da assinatura do contrato até o início da perfuração), tempo de duração do contrato; ano em que a sonda foi construída e profundidade alcançada pela sonda (OSMUNDSSEN; ROSENDAHL; SKJERPEN, 2015).

Com a implementação do modelo, alimentado com dados de contratos de arrendamento do Golfo do México, percebeu-se que oscilações afetam o preço das sondas, mas com menor impacto do que o nível de utilização, regido pela oferta e demanda de sondas. Ainda assim, como já mencionado, com o aumento do valor comercial do petróleo, as empresas do setor passam a perfurar mais, aumentando o nível de ocupação das sondas. Confirma-se que há influência direta e indireta por parte do preço do óleo, como observado na Figura 5:

Figura 5 - Efeitos relativos ao nível de utilização das sondas.

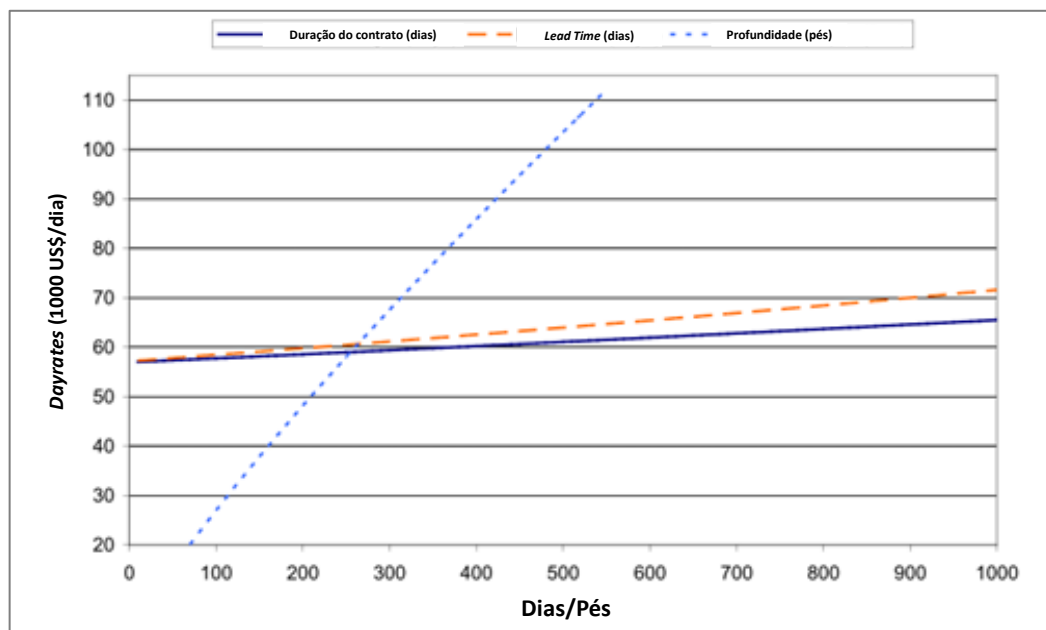


Fonte: Osmundsen, Rosendahl e Skjerpen (2015).

Em que, o eixo vertical é referente a taxas diárias de arrendamento, em milhares de dólares por dia, enquanto o eixo horizontal é referente a capacidade de utilização.

Outros resultados importantes levam em conta as variáveis lineares. Sondas capazes de atuar em grandes profundidades tem maiores preços de arrendamento; *lead times* maiores também impactam positivamente no custo assim como o período de contrato assinado. A Figura 6 ilustra esse comportamento (com o mesmo eixo vertical da Figura 5 e eixo horizontal assumindo valores de duração do contrato, *lead time* e profundidade), corroborando a ideia de que o aspecto mais significativo do molde do preço é vinculado aos desafios tecnológicos aos quais a perfuração está associada (OSMUNDSEN; ROSENDAHL; SKJERPEN, 2015).

Figura 6 - Efeitos relativos aos parâmetros lineares que compõem o preço da sonda.



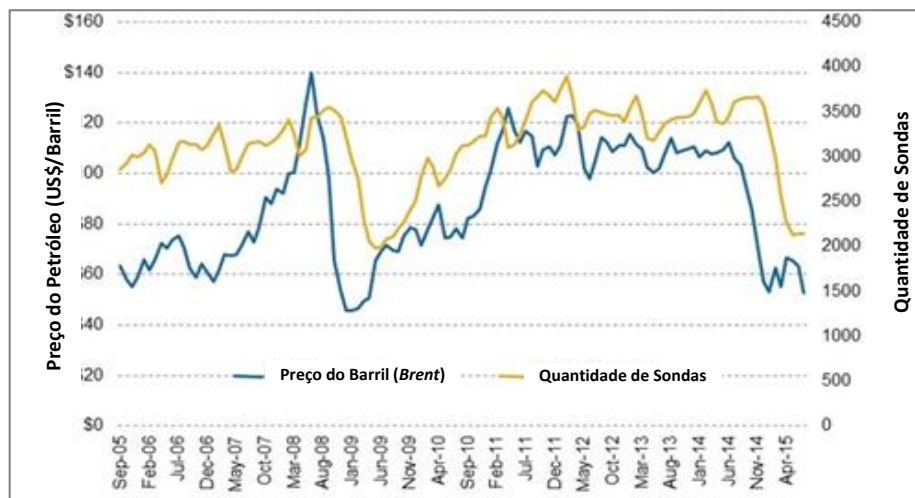
Fonte: Osmundsen, Rosendahl e Skjerpen (2015)

Embora a análise tenha se restringido a uma região, é possível extrapolar as conclusões do modelo ao mercado global, tendo em vista que o setor de petróleo é oligopolizado e interconectado, por conta dos poucos *players* atuando (OSMUNDSEN; ROSENDAHL; SKJERPEN, 2015).

Ao se estudar o número de sondas em atividade e o preço do barril de petróleo, em uma linha temporal, como visto na figura 7, facilmente se nota que há um vínculo entre essas duas variáveis, dada a semelhança em forma entre as curvas interpoladas, corroborando a ideia de que o barril é agente potencial na precificação de sondas.

No eixo vertical à esquerda, são demarcados os preços de óleo por barril enquanto, que o eixo à direita, ilustra a contagem de plataformas. A linha azul conforma a curva interpolada do preço do Óleo *Brent*, ao passo que a linha amarela molda a curva interpolada do número de plataformas.

Figura 7 - Relação entre o preço do petróleo e a quantidade de sondas de perfuração em operação no mundo.



Fonte: Goodridge (2015).

Kaiser (2015) extrapolou a modelagem de Osmundsen, Rosendahl e Skjerpen (2015) para todos os tipos de sonda. Para entender os fatores que impactam nos preços de arrendamento, o autor faz uma análise empírica das taxas de arrendamento e do cenário mundial entre os anos 2000 e 2010, excluindo mercados onde havia monopólio, como no caso do Brasil pela Petrobrás. Em seu estudo, hipóteses semelhantes à modelagem anterior são assumidas, abrangendo, entretanto, mais mercados.

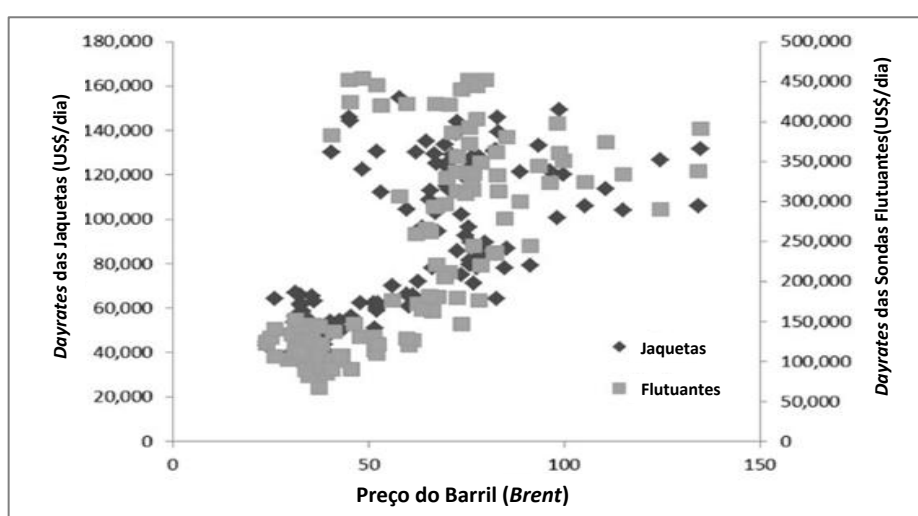
São elas:

- A demanda por serviços de perfuração está positivamente associada aos preços do petróleo.
- As taxas de juros aumentam com os preços do petróleo.
- As taxas diárias e nível de utilização das sondas estão positivamente correlacionadas.
- As plataformas de alta especificação cobram taxas mais altas do que as plataformas de baixa especificação.
- Os contratos de longo prazo são precificados com um prêmio em relação aos contratos de curto prazo.
- As companhias petrolíferas nacionais pagam diárias mais altas do que outras empresas.

- Grandes empreiteiras de perfuração cobram diárias mais altas do que os empreiteiros menores.
- Os programas de perfuração de avaliação pagam diárias mais altas do que as perfurações exploratórias ou de desenvolvimento.

Dentre os resultados do desenvolvimento do modelo mais amplo, afirma-se que o efeito dos parâmetros analisados sobre a variação dos custos é o mesmo para diferentes tipos de sonda, como visto na Figura 8.

Figura 8 - Dispersão das taxas de arrendamento em função do preço do *Brent* para plataformas do tipo Jaqueta e plataformas flutuantes (navio-sonda e semissubmersível).



Fonte: Kaiser (2015).

O eixo à esquerda ilustra as taxas diárias de arrendamento de jaquetas e o eixo à direita demarca as mesmas taxas para sondas flutuantes. As figuras em formato de losango em tom cinza-escuro são representativas das jaquetas, enquanto as figuras em tom cinza-claro, de formato quadrado aludem a sondas flutuantes.

Levando-se em conta os dois modelos discutidos, pode-se confirmar que os principais fatores atuantes na taxa de afretamento são: nível de utilização das sondas (diretamente correlacionado com a demanda pelos serviços de perfuração); *lead time*; tempo de duração do contrato; ano de construção da sonda; profundidade alcançada pela sonda; porte da empresa empreiteira (“dimensão” em comparação às demais do mercado); e, por fim, a variação do preço do barril de petróleo, sendo este o principal fator que rege o setor.

Em sequência, serão apresentados os testes estatísticos utilizados no trabalho e cruciais para as análises desejadas.

4.3 Testes Estatísticos Aplicados

O preço do petróleo no mercado internacional e as taxas de afretamento de sondas apresentam um comportamento variável ao longo de uma linha de tempo, assim é possível classificá-los como séries temporais, como comprovado a seguir. Nesse trabalho serão utilizados os testes de Correlação Cruzada, Causalidade de Granger e de Cointegração para verificar a existência e a força da relação entre essas duas séries temporais.

4.3.1 Séries temporais

Brockwell e Davis (2016) definem uma série temporal como um conjunto de observações " x_t " feitas em um tempo "t" específico. O tempo "t" pode ser uma variável discreta (observações unitárias feitas em cada intervalo de tempo fixo) ou contínua (observações feitas continuamente dentro de um intervalo de tempo). Para Wei (2013), a característica fundamental das séries temporais é que as observações são interdependentes, diferentemente de métodos estatísticos padrões onde as variáveis são aleatórias.

Análises de séries temporais permitem compreender processos naturais, padrões de mudanças ao longo do tempo, além de avaliar os efeitos tanto de ações planejadas quanto não planejadas (VELICER; FAVA, 2003).

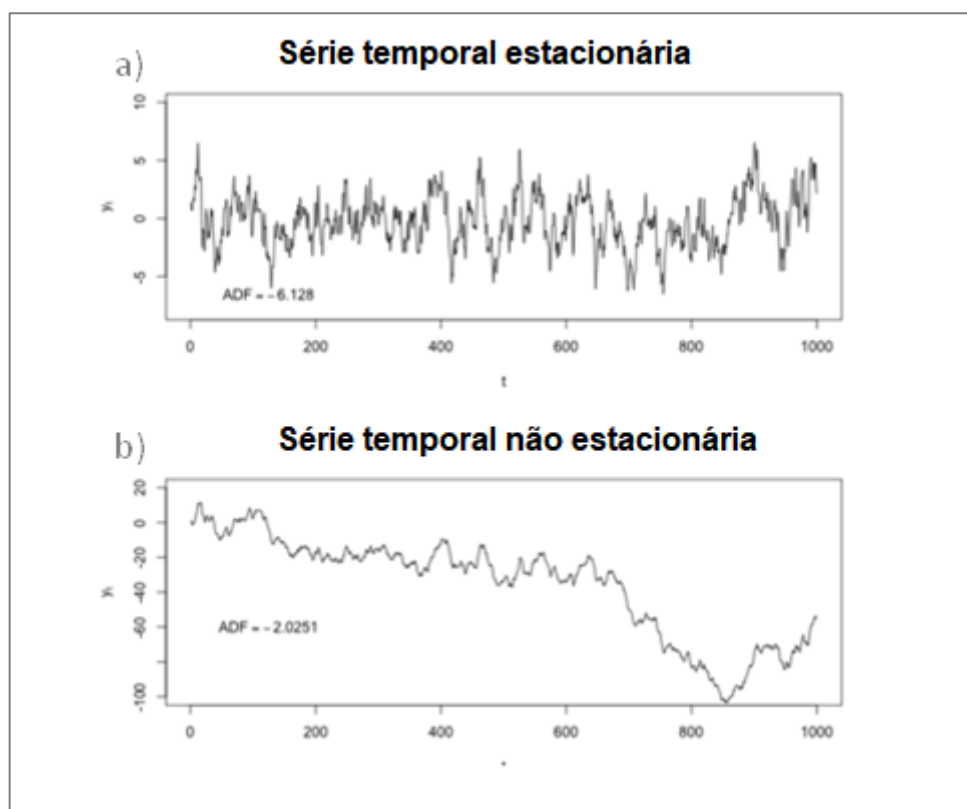
Uma série temporal pode ser classificada como estacionária quando suas propriedades estatísticas essenciais não dependem do tempo, isto é, colhidas amostras em diferentes intervalos, atesta-se a igualdade de propriedades (WITT; KURTHS; PIKOVISKY, 1998).

A condição de estacionariedade exige que as observações variem em torno da média, ao longo do tempo. Desta forma, se uma série não é estacionária então suas propriedades estatísticas são válidas apenas para um período considerado, não

sendo permitida a generalização para outros intervalos de tempo (JALIL; RAO; SCHOLAR, 2019).

A figura 9 exemplifica uma série estacionária (a) e uma não estacionária (b).

Figura 9 - Exemplo de série estacionária e não estacionária



Fonte: Adaptado de Palachy (2019).

4.3.2 Correlação Cruzada

O conceito de correlação cruzada foi desenvolvido em dois campos diferentes: no âmbito de processamento e na estatística. No primeiro, a correlação cruzada pode ser utilizada para converter um ou mais sinais para que possam ser interpretados com mais facilidade. Na estatística, por outro lado, a correlação cruzada fornece uma medida de associação temporal entre duas variáveis (DERRICK; THOMAS, 2004).

A função de correlação cruzada mede a correlação entre as observações de duas séries temporais " x_t " e " y_t ", separadas por " l " unidades de tempo. Sendo assim, analisa-se, para cada defasagem, a correlação entre " x_t " e " y_{t+l} ".

O coeficiente de correlação é calculado através das equações 1 e 2 (ALMEIDA; SADEH, 1984):

$$\rho_{xy}(l) = \frac{c_{xy}(l)}{\sqrt{c_{xx}(0)}\sqrt{c_{yy}(0)}}, \quad \text{onde } l = 0, \pm 1, \pm 2, \dots \quad (1)$$

Em que:

$$c_{xy}(l) = \begin{cases} \left(\sum_{t=1}^{T-l} ((x_t - \bar{x})(y_{t+l} - \bar{y}))/T, \quad l = 0, 1, 2, \dots \right) \\ \left(\sum_{t=1}^{T-l} ((y_t - \bar{y})(x_{t+l} - \bar{x}))/T, \quad l = 0, -1, -2, \dots \right) \end{cases} \quad (2)$$

E “x” e “y” representam as séries temporais analisadas, assim como “l” ilustra a defasagem analisada, e “T” é o tamanho da amostra.

A correlação é significativa quando o valor absoluto de “ ρ ” é maior que o erro calculado por $\frac{2}{\sqrt{T-|l|}}$. Sendo assim, para um tamanho de amostra suficientemente grande, pode-se aproximar o erro por $\frac{2}{\sqrt{T}}$ (MINITAB, 2019).

4.3.3 Causalidade de Granger

No estudo da econometria, é importante identificar a ligação de uma variável em relação a outra, considerando também o sentido dessa ligação. A análise da correlação, entretanto, por si só, não é capaz de representar este sentido, limitando-se a aferir o grau de influência entre as variáveis pelo coeficiente de correlação.

A existência de correlação entre duas variáveis, por mais forte que seja, não implica que há uma relação de causa e efeito entre elas, sendo necessário o estudo de fatos externos à estatística para a inferência desse grau de vínculo (KENDALL; STUART, 1961). A abordagem de Granger busca descobrir se é possível identificar uma relação estatística que evidencie causalidade entre “X” e “Y” quando existe uma relação de precedência temporal entre as duas variáveis (CARNEIRO, 1997).

O teste de causalidade de Granger é o mais popular da literatura e parte da premissa de precedência temporal. Se “A” ocorre antes que “B”, isso não significa que “A”, necessariamente, cause “B”. Considerando duas séries de tempo “ X_t ” e “ Y_t ”, o teste

de causalidade de Granger assume que a informação relevante para a predição das respectivas variáveis “X” e “Y” está contida apenas nas séries de tempo dessas duas variáveis. Assim, uma série de tempo estacionária “X” causa, no sentido de Granger, uma outra série estacionária “Y”, se melhores predições estatisticamente significantes de “Y” podem ser obtidas ao incluirmos valores defasados de “X” aos valores defasados de “Y”. Em termos mais formais, o teste envolve estimar as seguintes regressões (CARNEIRO, 1997):

$$X_t = \sum a_i Y_{t-i} + \sum b_i X_{t-i} + u_{1t} \quad (3)$$

$$Y_t = \sum c_i Y_{t-i} + \sum d_i X_{t-i} + u_{2t} \quad (4)$$

Onde " u_{it} " correspondem a resíduos não correlacionáveis e “a”, “b”, “c” e “d” são os coeficientes calculados pela regressão.

As equações (3) e (4) postulam que uma variável está relacionada tanto a valores passados da mesma quanto a valores defasados da variável de comparação, de forma que se pode distinguir quatro casos diferentes de causalidade (CARNEIRO, 1997):

1. Causalidade unilateral de “X” para “Y”;
2. Causalidade unilateral de “Y” para “X”;
3. Bicausalidade ou Simultaneidade;
4. Independência.

Ao analisar a relação de causalidade entre duas variáveis, é importante se atentar ao número de defasagens a ser utilizado nas regressões (3) e (4). Gujarati e Porter (2011) alertam que a aferição da causalidade é susceptível à escolha da defasagem para o teste. Davidson e MacKinnon (1993) sugerem que se procure identificar o número de defasagens em primeiro lugar, para então efetuar os testes de causalidade, arbitrando-se um número elevado de defasagens para se definir o limite de influência das tais nas estimativas.

O teste de causalidade de Granger assume que tanto “x” quanto “y” são variáveis estacionárias no tempo. Se este não for o caso, então as técnicas de diferenciação,

redução ou outras técnicas para transformar os dados em estacionários devem ser empregadas antes de usar o teste de causalidade de Granger (CARNEIRO, 1997).

Dickey e Fuller (1979) propõem um modelo para avaliar se determinada série é estacionária. Para tal confirmação, é verificada a existência de uma raiz unitária para a equação representativa da série.

Para isso, tem-se a regressão linear sobre a série, dada pela equação 5.

$$y_i = \varphi y_{i-1} + \varepsilon_i \quad (5)$$

Onde “ φ ” é o coeficiente estimado na regressão e “ ε_i ” é o resíduo.

Encontra-se a primeira diferença, pela equação 6:

$$\Delta y_i = \beta y_{i-1} + \varepsilon_i \quad (6)$$

Onde:

$$\Delta y_i = y_i - y_{i-1} \text{ e } \beta = \varphi - 1 \quad (7)$$

Faz-se, então, o teste de hipótese:

$$H_0: \beta = 0 \text{ (equivalente a } \varphi = 1) \quad (8)$$

$$H_1: \beta < 0 \text{ (equivalente a } \varphi < 1) \quad (9)$$

A partir do qual, se $|\varphi| = 1$, é possível confirmar que a série possui raiz unitária, ou seja, a série temporal não pode ser classificada como estacionária.

Said e Dickey (1984) desenvolveram a extrapolação do teste de Dickey-Fuller para regressões de ordem maior do que 1, este denominado de Teste de Dickey-Fuller Aumentado (ou *ADF Test*). A equação 7 demonstra a generalização, onde a variável no tempo “i” é escrita em função de seus valores em tempos anteriores (i-p, em que “p” indica determinada defasagem), não se limitando ao tempo imediatamente anterior (defasagem = 1).

$$y_i = \alpha + \gamma y_{i-1} + \delta_1 \Delta y_{i-1} + \delta_2 \Delta y_{i-2} + \dots \quad (10)$$

Onde, pela notação da equação 11:

$$\Delta y_i = y_i - y_{i-1} \quad (11)$$

E " α ", " γ ", " δ_1 ", " δ_2 " são coeficientes de regressão.

Suplementos estatísticos para cálculos em planilha costumeiramente utilizam um modelo baseado na regressão representada pela equação 12:

$$y_i = a_0 + \sum_{j=1}^m a_j y_{i-j} + \sum_{j=1}^m \beta_j x_{i-j} + \varepsilon_i \quad (12)$$

Onde:

" a_j " e " β_j " são os coeficientes de regressão e " ε_i " é o erro, um resíduo. O teste é baseado na hipótese nula, apresentada pela condição exposta em 13:

$$H_0: \beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_m = 0 \quad (13)$$

Afirma-se que "x Granger-causa y" quando a hipótese nula é rejeitada.

Testes "F" são utilizados para testar simultaneamente a significância de um conjunto ou de um subconjunto de parâmetros. A partir do modelo do suplemento, é verificado se há uma diferença significativa entre o modelo de regressão completo mostrado em (13) ou o modelo reduzido, com base na hipótese nula, sem os termos " β_j " (onde $\beta_j = 0$) (FARIA, 2011).

4.3.4 Teste de Cointegração

Cointegração é uma ferramenta importante para avaliar a relação de longo prazo entre séries temporais. Duas variáveis são cointegradas se a combinação linear dessas variáveis for estacionária e, por consequência, existir um vínculo de longo prazo entre as duas, compartilhando as mesmas tendências estocásticas no longo prazo (YU; JIN, 1992).

Na literatura, o teste de cointegração já foi objeto de estudo de alguns autores. Engle e Granger (1987) adotam uma abordagem focada em erros residuais por meio de uma raiz unitária, a fim de se verificar se as séries são cointegradas. Phillips e Ouliaris (1990) deram prosseguimento ao estudo, adotando a hipótese de que o erro residual é uma variável independente com uma variância comum. Søren Johansen (1991)

ampliou a análise, desenvolvendo um teste de aplicação mais universalizado em comparação aos testes anteriores (GLEN, 2016).

Para aplicar o teste de cointegração de Engle-Granger é preciso: verificar se as séries são estacionárias por meio do teste da raiz unitária de Dickey e Fuller (1979) – na forma padrão e na primeira diferença – e, depois, implementar o teste para determinar se as séries são cointegradas (KWON; SHIN, 1999).

Para verificar a cointegração, define-se antes o tipo de regressão adequado aos dados utilizados no estudo (constante, com tendência linear ou sem termo adicional). O objetivo é identificar se os dados podem ser aproximados por algum tipo de curva (função linear, do primeiro grau, quadrática etc.). O teste se baseia na verificação da existência de raiz unitária para a equação 14, que define a série (YU; JIN, 1992).

$$Z_t = Y_t - \beta X_t + \gamma t + \alpha \quad (14)$$

Onde “ β ” é o parâmetro de cointegração, “ α ” é o valor de interceptação (constante) e “ γ ” é o parâmetro de tendência.

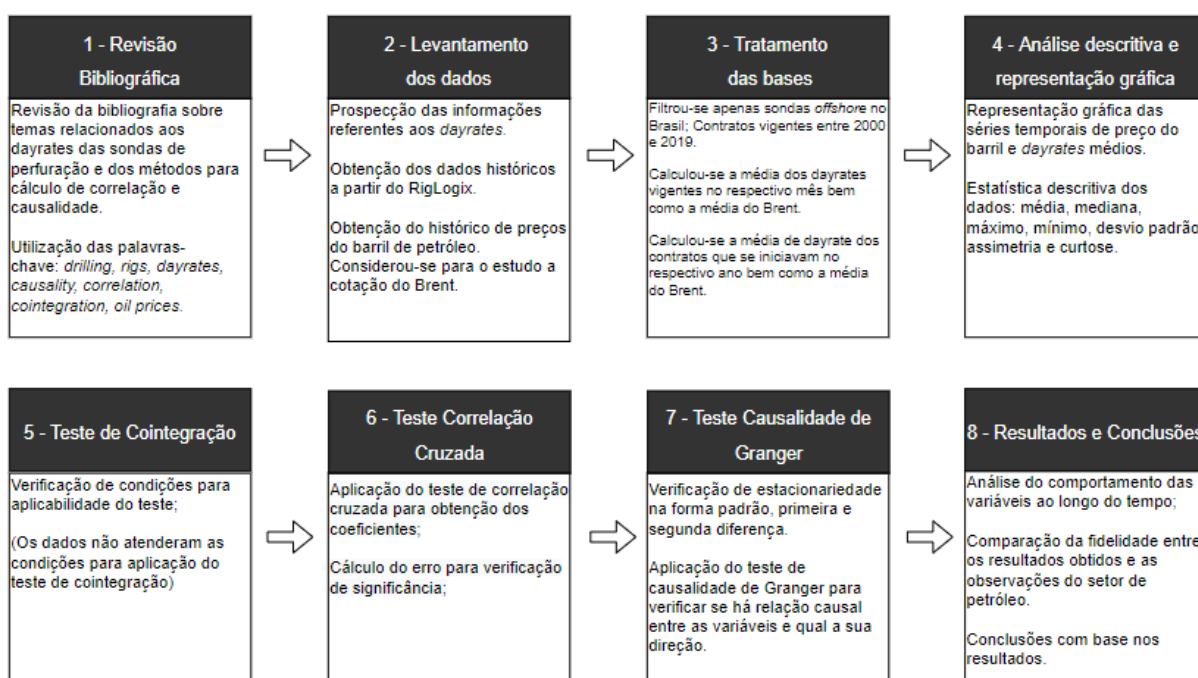
Consideram-se para o teste as seguintes hipóteses:

- Hipótese Nula: “ Z_t ” tem raiz unitária – não há cointegração
- Hipótese Alternativa: “ Z_t ” não tem raiz unitária – há cointegração.

5 MATERIAIS E MÉTODOS

Para se lograr do objetivo principal de identificação de padrões e relações existentes entre o preço do petróleo e a taxa de afretamento de sondas de perfuração *offshore*, foram desenvolvidas as etapas ilustradas pela figura 10 (detalhadas na sequência):

Figura 10 - Etapas desenvolvidas



Fonte: O autor (2020)

O ponto de partida foi a revisão bibliográfica de documentos relevantes para a realização do trabalho. A partir da busca de conteúdo de prestígio na literatura, é possível compreender as bases teóricas necessárias para o desenvolvimento do trabalho com embasamento e rigor científico, possibilitando ainda compreender os campos teóricos dos assuntos.

Através de indexadores científicos como *ScienceDirect* e *Google Scholar*, além da procura em buscadores tradicionais, foram encontrados os documentos com importância potencial para o desenvolvimento do trabalho. As palavras chaves utilizadas foram: *drilling rigs* (sondas de perfuração), *dayrates* (diárias de taxas de afretamento), *causality* (causalidade), *correlation* (correlação), *cointegration* (cointegração), *oil prices* (preços do óleo), todas ligadas ao tema trabalhado.

Com a compreensão das bases teóricas requisitadas para evolução do projeto, foram levantados dados das taxas de afretamento e do preço do barril de petróleo. As taxas de afretamento foram obtidas em consulta no banco de dados proprietário *RigLogix*®. Nesse banco estão disponíveis os contratos assinados entre os *managers*, ou proprietários, de sondas de perfuração e as empresas operadoras. Foram levantadas as taxas mensais cobradas pelo afretamento das sondas de perfuração operando no Brasil entre janeiro de 2000 e dezembro de 2019. Para fins de análise mensal, calculou-se a média de *dayrates* dos contratos vigentes de cada mês. Repetiu-se o cálculo das médias de *dayrates*, considerando dessa vez apenas os contratos novos firmados, ano a ano.

Os dados do preço do barril de petróleo foram levantados no site da *Energy Information Administration* (EIA). Para efeitos de padronização e comparação, optou-se pela cotação do óleo *Brent* - referência de preço de petróleo comercializado na bolsa de Londres – e que se refere a classificação de petróleo cru originária do Mar do Norte (LIU; STEVENS; VEDENOV, 2018).

Os valores calculados foram então plotados em dois gráficos, o primeiro constando *dayrates* com todos os contratos vigentes do Brasil e os preços do óleo *Brent*, ao longo de um período de vinte anos, e o segundo diferindo do primeiro, ao representar as taxas de afretamento de contratos iniciados em cada ano em vez de todos os contratos vigentes.

Em seguida, fez-se uso do *software EVIEWS*® 10 da *IHS Global*, que dispõe de ferramentas econométricas úteis para pesquisadores, companhias e instituições governamentais, valendo-se de uma interface orientada a objetos. O *software* é utilizado por mais de 1600 departamentos de economia e negócios de diversas universidades, além de ser referência em muitos livros de economia, econometria, negócios, finanças e estatística (EVIEWES, 2019).

O programa dispõe de funções para o cálculo das constantes da estatística descritiva, além de possibilitar a aplicação dos testes de Cointegração e Correlação, necessários para a verificação da existência e força do vínculo entre as variáveis *dayrate* e preço do barril *Brent*. Para a aplicação do teste de causalidade de Granger, utilizou-se o

suplemento *Microsoft Excel Real Statistics Resource Pack*®, capaz de avaliar a condição de estacionariedade para a posterior aplicação do teste de Granger.

Primeiramente, fez-se o cálculo das constantes atreladas a estatística descritiva para as séries temporais analisadas, permitindo a geração de dois histogramas, um para as taxas de afretamento de sonda e outro para os valores de barril, ao longo do tempo e constando os parâmetros de média, mediana, máximo, mínimo, desvio padrão, assimetria e curtose para cada série. Com os primeiros resultados gerados, algumas constatações sobre os padrões encontrados já puderam ser inferidas.

Depois, aplicou-se o teste de estacionariedade de Dickey-Fuller Aumentado para avaliar a possibilidade de implementação do teste de cointegração entre variáveis (SAID; DICKEY, 1984), seguido pelos testes de Correlação Cruzada e de causalidade de Granger, baseado no modelo descrito pela equação 12.

O teste de Correlação Cruzada, permite que sejam obtidos os coeficientes de correlação entre variáveis, confirmando a existência de um vínculo entre elas, e mensurando o impacto do vínculo ao longo dos anos, enquanto que o teste de Causalidade expõe a existência de causa entre variáveis e quais a “direção” e significâncias.

Para os testes de causalidade, foi assumido que a rejeição da hipótese nula se dá com valores inferiores a 5% de significância. Tal significância é compatível com os valores convencionalmente adotados em testes estatísticos, juntamente com significâncias de 1% e 10%, portanto regida apenas pela tradição (MCDONALD, 2009).

Após a obtenção dos resultados, fez-se inferências de como fatores da realidade podem justificar os comportamentos e padrões logrados com os testes, tendo em vista a base teórica adquirida com a revisão da bibliografia. A partir do “diálogo” entre a realidade e os valores calculados no presente trabalho, por fim, pode-se extrair as conclusões consideradas pertinentes.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Resultados da análise da estatística descritiva

Como já explicitado, os dados referentes aos contratos com informações de *dayrates* foram extraídos da plataforma *RigLogix®*, em um intervalo de tempo entre janeiro de 2000 e dezembro de 2019. Na Tabela 1 estão destacadas, por exemplo, as sondas operando no Brasil em outubro de 2001 e suas tarifas de afretamento diário.

Tabela 1 - Contratos de sondas de perfuração válidos no Brasil no mês de outubro de 2000.

Rig Name	Rig Manager	Operator	Dayrate (US\$)	Country	Contract Start	Contract End
Aban Abraham	Aban Offshore	Petrobras (NOC)	98.630,00	Brazil	08/09/2000	04/12/2001
Deepwater Expedition	Transocean	Petrobras (NOC)	135.000,00	Brazil	20/08/2000	31/10/2000
Deepwater Navigator	Transocean	Petrobras (NOC)	100.000,00	Brazil	08/09/2000	23/02/2001
Ocean Alliance	Diamond Offshore	Petrobras (NOC)	112.500,00	Brazil	24/10/2000	09/01/2001
Ocean Alliance	Diamond Offshore	Petrobras (NOC)	133.000,00	Brazil	26/07/2000	23/10/2000
Ocean Clipper	Diamond Offshore	Petrobras (NOC)	95.000,00	Brazil	29/10/2000	09/01/2001
Ocean Winner	Diamond Offshore	Petrobras (NOC)	80.000,00	Brazil	18/05/2000	02/12/2002
Paragon DPDS2	Paragon Offshore	Petrobras (NOC)	61.000,00	Brazil	10/10/2000	21/12/2000
Paragon DPDS4	Paragon Offshore	Petrobras (NOC)	57.000,00	Brazil	27/08/2000	07/11/2000
Transocean Legend	Transocean	Petrobras (NOC)	60.000,00	Brazil	21/04/2000	31/10/2000

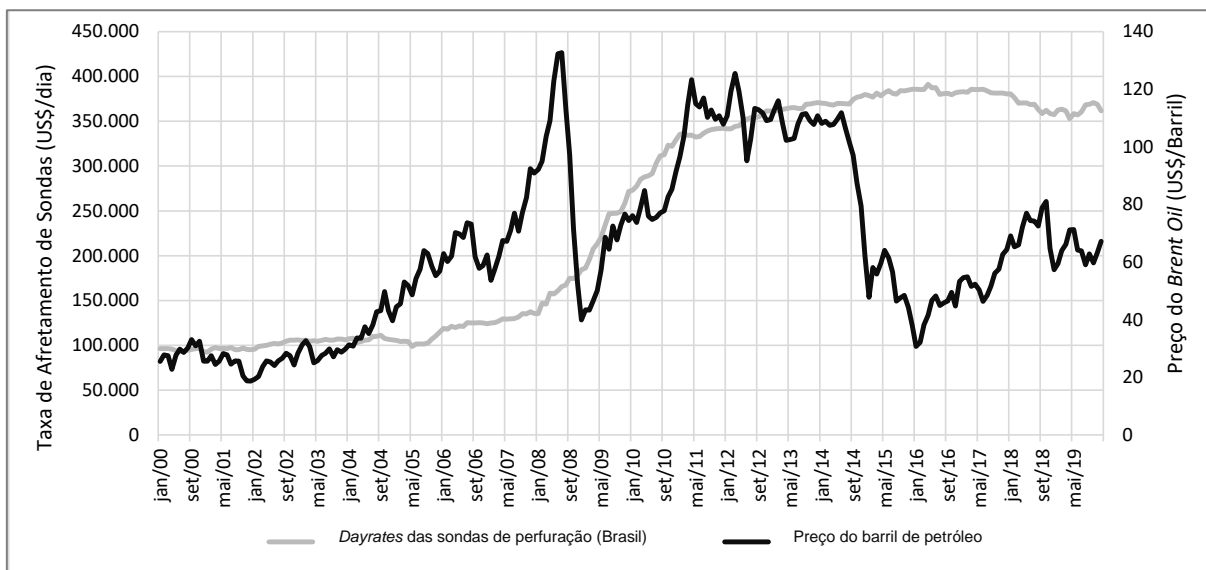
Fonte: Elaborado pelo autor com dados extraídos de *RigLogix®* (2020).

Nota-se que as datas de início e fim dos contratos das diferentes sondas não coincidem. Para este trabalho, foi considerado como taxa para cada mês, a média das *dayrates* praticadas no mês em questão e a média das *dayrates* iniciadas em cada ano. Sendo assim, na Tabela 1, estão todos os contratos mapeados pela base de dados *RigLogix®*, válidos no mês de outubro. A taxa média de afretamento de sondas no Brasil, por essa lógica, é de US\$ 90.213,00.

O valor mensal para o barril de petróleo, da mesma forma, como já dito, é calculado por meio da média de preços de cada mês. Para a abordagem anual, considerou-se apenas os contratos iniciados em cada ano.

Com os dados mensais calculados, o gráfico da figura 11 pôde ser plotado para o período analisado de vinte anos:

Figura 11 - Taxa de afretamento de sonda de perfuração no Brasil vs o preço do *Brent Oil* de janeiro de 2000 a dezembro de 2019.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados extraídos de RigLogix (2020).

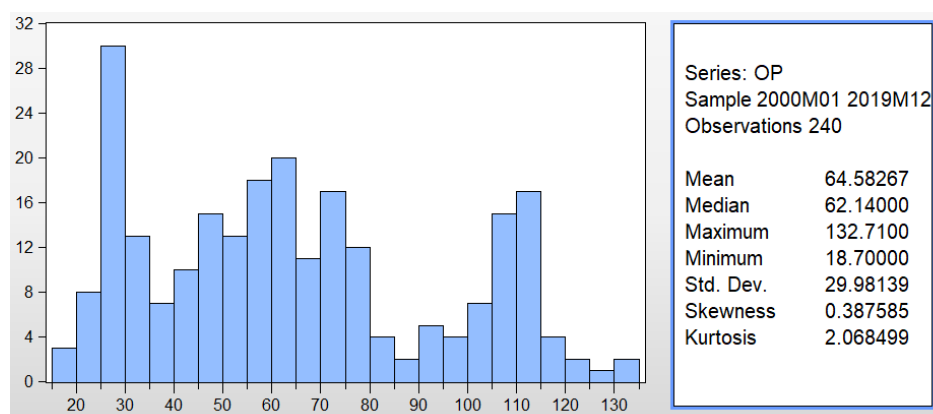
É possível observar que, enquanto os preços do barril de petróleo possuem maior volatilidade, as taxas de afretamento de sondas variam de maneira mais moderada. Entre 2000 e 2008, notou-se uma tendência de alta do *Brent* que foi acompanhada pelos *dayrates*. A partir de 2008, sob efeito da crise financeira global, os preços do óleo sofreram forte queda. As taxas das sondas, por sua vez, não acompanharam esse movimento no curto prazo, sofrendo apenas uma mudança de inflexão no seu crescimento. Somente após alguns anos de petróleo em baixa, a partir de 2014, é que se notou uma mudança na tendência da curva das taxas de afretamento de sondas de perfuração.

Utilizando-se o *software EvIEWS® 10* para a aplicação das ferramentas de estatística descritiva para as séries temporais analisadas, foi possível a construção dos histogramas das Figuras 12 e 13, que destacam valores que apresentam maior frequência. Os seguintes parâmetros foram analisados:

- *mean* = média;
- *median* = mediana;
- *maximum* = máximo;
- *minimum* = mínimo;
- *std dev* = desvio padrão;
- *skewness* = assimetria;
- *kurtosis* = curtose.

Para os preços do barril (*Brent Oil*), obteve-se o seguinte resultado (Figura 12):

Figura 12 - Estatística descritiva para a série temporal dos preços do barril (*Brent*)



Fonte: O autor (2020).

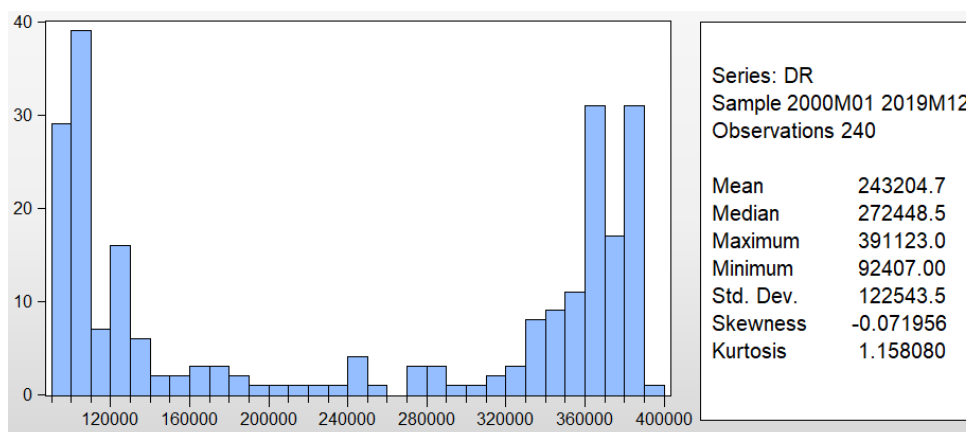
No eixo horizontal, são apresentados os preços de barris em dólares e, no eixo vertical, a quantidade observada dos diferentes preços.

É possível notar que o histograma se aproxima de uma curva normal com média entre US\$ 60 e US\$ 65. Entretanto, as observações com preço entre US\$ 25 e US\$ 30 destoam do restante, tendo elevada recorrência. O desvio padrão de 29,98 também pode ser em grande parte explicado por essa disparidade. De maneira geral, de acordo com a figura 11, os preços do barril flutuam em torno de US\$ 64,58, tendo entre os anos 2000 e 2005 seus pontos mais baixos e entre 2010 e 2015 seus pontos mais altos. No fim do período analisado, as observações encontravam-se muito próximas a média. A curtose da amostra indica certo achatamento no histograma, ou seja, dispersão em relação à média. O coeficiente de assimetria, por sua vez, aponta

distribuição assimétrica para esquerda, assinalando a distribuição de probabilidade maior para valores inferiores à média.

Para as taxas de afretamento de sondas (*dayrates*), a Figura 13 ilustra o histograma a partir dos valores encontrados no período:

Figura 13 - Estatística descritiva para a série temporal dos *dayrates*.



Fonte: O autor (2020).

Em que no eixo “x” encontram-se as taxas de afretamento, em dólares, e no eixo “y”, novamente, é demarcada a quantidade de observações.

Nota-se que a média de US\$ 240.000 não é representativa da amostra, quando se analisa o histograma. As observações se concentram nos extremos, justificado pelo elevado desvio padrão (US\$ 122.543). A amostra apresenta coeficiente de assimetria muito próximo de zero. A distribuição destoa de uma normal, com grande concentração de valores distantes da média. O histograma apresenta simetria. A curtose, por sua vez, indica que a amostra possui pouco achatamento, isto é, tem maior concentração em poucos intervalos (entre US\$ 80.000 e US\$ 100.000; entre US\$ 360.000 e US\$ 400.000).

6.2 Resultados da análise de Cointegração de Engle-Granger

Para a aplicação do teste de cointegração, é necessário mostrar que a série não possui raiz unitária em sua primeira diferença, como já discutido (KWON; SHIN, 1999).

Para isso, implementou-se o Teste de Dickey-Fuller Aumentado (SAID; DICKEY, 1984), novamente pelo *software Eviews*® 10;

Sabendo-se que a hipótese nula é a de que a série possui raiz unitária, o *software* tem como saída a probabilidade de a hipótese nula ser corroborada.

A Figura 14 ilustra os resultados obtidos da aplicação do teste para os preços do barril de petróleo. É possível ver que a hipótese nula tem probabilidade de 0,036 (abaixo de 5% de significância). Sendo assim, pelo critério adotado, ela é rejeitada, indicando que a série não tem raiz unitária.

Figura 14 - Resultado para teste de Dickey-Fuller Aumentado aplicado a primeira diferença da série temporal de preço do barril.

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.590500	0.0360
Test critical values: 1% level	-4.058619	
5% level	-3.458326	
10% level	-3.155161	

Fonte: O autor (2020).

Repete-se o teste sobre a primeira diferença da série temporal das taxas de afretamento, obtendo-se os resultados reportados pela Figura 15. Nele, a hipótese nula (a série possuir raiz unitária) é corroborada com probabilidade de 0,85. Pelo critério de significância, considera-se que há raiz unitária. Dessa forma, uma das condições para a aplicação posterior do teste de cointegração não é satisfeita.

Figura 15 - Resultado para teste de Dickey-Fuller Aumentado aplicado a primeira diferença da série temporal de taxa de afretamento de sondas de perfuração.

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.224476	0.0855
Test critical values: 1% level	-4.050509	
5% level	-3.454471	
10% level	-3.152909	

Fonte: O autor (2020).

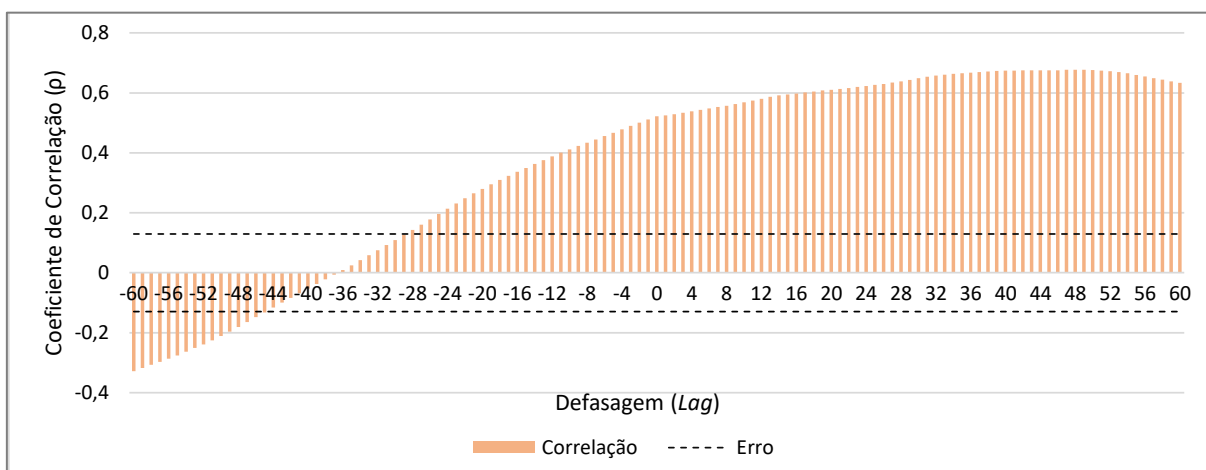
A aplicação do subsequente teste de cointegração entre as séries temporais de valor do barril *Brent* e de taxas de afretamento, desrespeitando um dos seus critérios de

aplicação, poderá levar a correlações espúrias e inconclusivas. Dessa forma, para a verificação de correlação entre as séries, é necessário se servir de outra ferramenta estatística: a correlação cruzada, capaz de medir o relacionamento entre variáveis em função do atraso aplicado a uma delas.

6.3 Resultados da análise de Correlação Cruzada

Aplicou-se o teste de correlação cruzada, obtendo-se uma correlação " ρ " para cada defasagem utilizada (entre - 60 e 60 meses), analisando-se o período de janeiro de 2000 e dezembro de 2019 (Figura 16). O erro calculado para a amostra foi de 0,13, a partir do método apresentado em MINITAB (2019).

Figura 16 - Correlação entre preços do barril e *dayrates* para cada defasagem utilizada.



Fonte: O autor (2020).

As barras laranjas apresentadas no gráfico são representativas do coeficiente de correlação, enquanto que o tracejado corresponde ao erro.

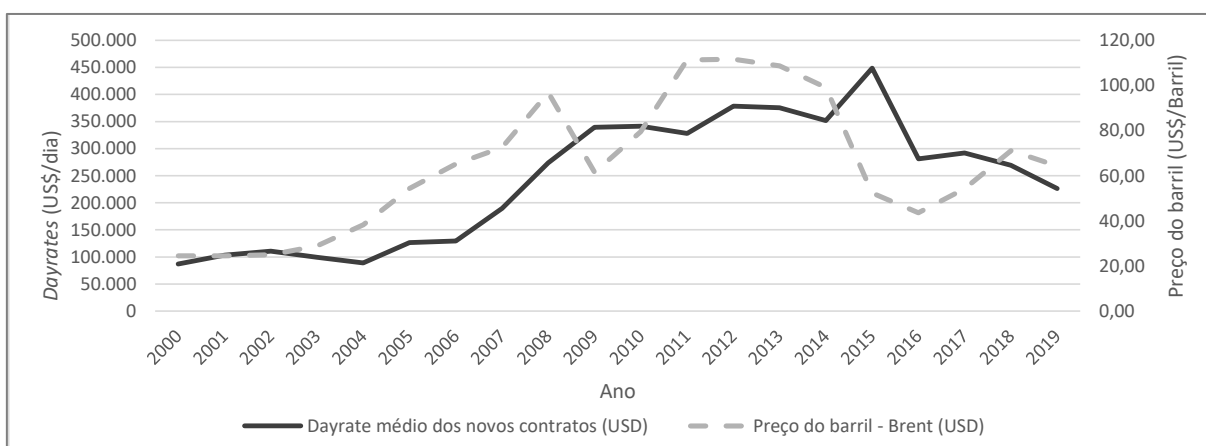
A correlação é considerada significativa quando o módulo do valor do coeficiente é superior ao módulo do valor do erro. Com exceção das defasagens entre -46 e -28, existe correlação significativa entre as duas variáveis. Nota-se que para defasagens entre 44 e 52 meses, o valor do coeficiente de correlação tem seu ápice. Ou seja, de acordo com os resultados, as taxas de afretamento e o preço do barril tem maior correlação quando analisado com um atraso de cerca de 4 anos.

Quando se põe em perspectiva a lógica por traz da exploração de petróleo, os resultados obtidos são fidedignos, uma vez que os contratos são longos e mais sensíveis a variações de longo prazo. Dessa forma, para que os preços do barril passem a influenciar os *dayrates*, o cenário de preço do barril precisa se manter por um determinado período. De acordo com os resultados obtidos, esse período é em torno de 48 meses.

Contratos vigentes num determinado momento contemplam tanto acordos fechados anos atrás quanto novos acordos. Este primeiro grupo não sofre o impacto das variações que ocorrem posteriores à assinatura. Desse modo, apenas os contratos assinados no mês de análise seriam afetados pelo cenário econômico em vigor.

Assim, a análise anterior, levando em conta os contratos assinados no passado, tende a “suavizar” a resposta dos *dayrates* às mudanças do preço do barril. Uma forma de analisar os dados, mitigando esse efeito, é através de uma abordagem que considera apenas os novos contratos, em vez de considerar o preço médio dos contratos vigentes. A segmentação mensal, entretanto, seria um empecilho para um estudo integral dos fenômenos, tendo em vista que muitos meses não possuem contratos novos se iniciando. A abordagem para o estudo, portanto, foi a observação anual das informações (preço do barril e taxa média anual dos novos contratos). Na Figura 17, com as variáveis dispostas de forma anualizada, é possível observar como os novos contratos seguem a tendência do preço do barril.

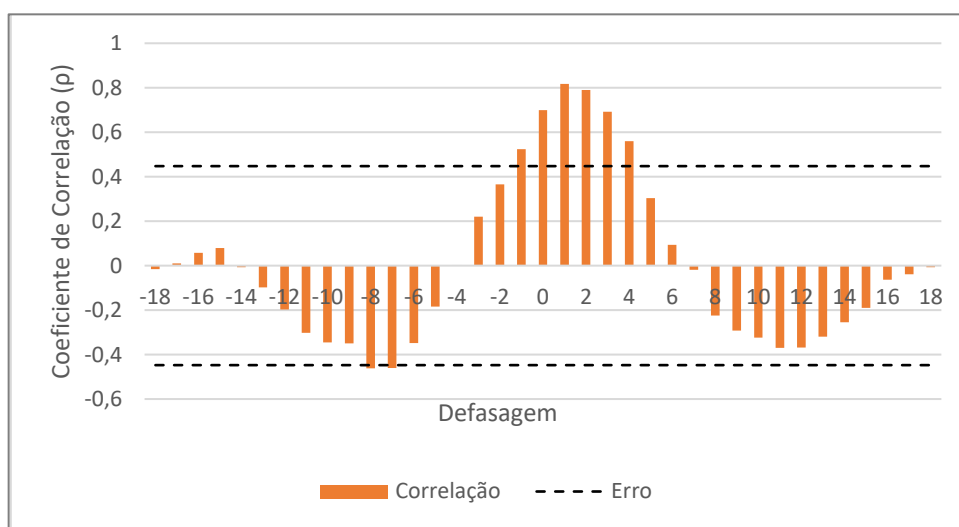
Figura 17 - Média dos *dayrates* de novos contratos vs Média do preço do barril.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados extraídos de RigLogix (2020).

Quando se desconsidera os contratos vigentes, deixando apenas os novos contratos assinados no ano, nota-se que a curva de *dayrates* médios fica mais sensibilizada pela variação do preço do barril, tendo em vista a semelhança entre curvas. Calculando novamente a correlação cruzada com os novos dados nesse novo formato, obtém-se os resultados plotados no gráfico da Figura 18.

Figura 18 - Correlação entre preço do barril e *dayrates* médios dos novos contratos para cada defasagem utilizada.



Fonte: O autor (2020).

No gráfico, novamente, as barras laranjas mostram o coeficiente de correlação, enquanto que o tracejado é referente ao erro.

Nesse segundo teste, o erro é de 0,45. Nota-se que o coeficiente de correlação, além de ser maior que o obtido anteriormente ($\rho = 0,80$ atual > $\rho = 0,65$ anterior), tem seu ápice em uma defasagem de módulo menor, com um ano. O resultado logrado ilustra que novos contratos tem forte correlação com preço do barril, e tal influência é observada em um curto intervalo de tempo.

Uma vez provada a correlação entre as séries, entender a relação de causalidade mostra como uma variável afeta a outra, como já discutido. Os resultados do teste de causalidade de Granger constam em sequência.

6.4 Resultados da análise de Causalidade de Granger

O suplemento *Microsoft Excel Real Statistics Resource Pack*® foi a ferramenta empregada para o desenvolvimento do teste supracitado. Primeiramente, aplicando-se o teste de Dickey-Fuller Aumentado para averiguar e garantir a condição de estacionariedade, obteve-se os resultados dispostos na Figura 19, a respeito do valor do barril *Brent*:

Figura 19 - Resultados obtidos do teste Dickey-Fuller Aumentado (*ADF Test*) aplicado à série temporal do preço do barril (*Brent*).

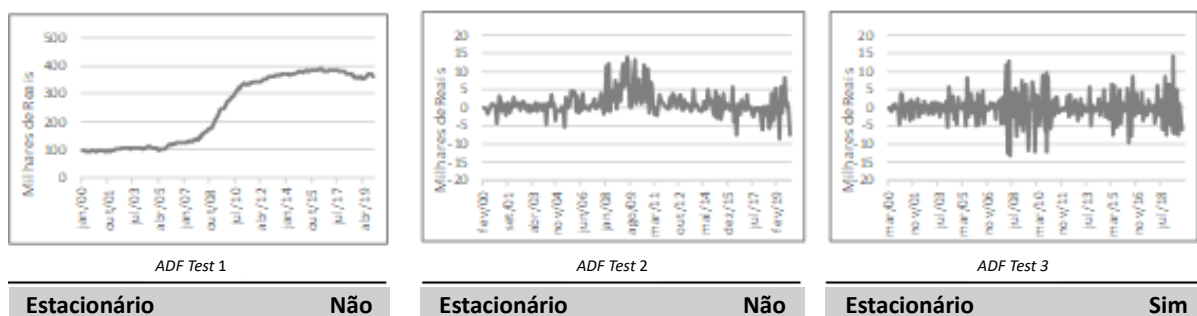


Fonte: O autor (2020).

Na Figura 19, cada resultado corresponde a aplicação do teste a uma forma da equação da amostra. Da direita para a esquerda, forma padrão, primeira diferença e segunda diferença.

Nota-se que, a partir da primeira diferença, que a série temporal dos dados pode ser descrita como estacionária. Deste modo, pode-se aplicar o teste de Granger. Repetindo-se o processo para a série temporal das taxas de arrendamento das sondas, a Figura 20 delinea os dados depois de tratados.

Figura 20 - Resultados obtidos do teste Dickey-Fuller aplicado à série temporal das taxas de afretamento de sondas de perfuração.



Fonte: O autor (2020)

Observa-se que, apenas a partir da segunda diferença é que os dados ficam estacionários. Assim, para a aplicação do teste, a segunda diferença deve ser utilizada.

Considerando:

- $t_{crit} = 0,05$ (MCDONALD, 2009);
- H_0 : “x” não é Granger-causa de “y” (hipótese nula).

Partindo-se da premissa de que valores de “t” abaixo do “ t_{crit} ” rejeitam a hipótese nula, ao se aplicar o teste para diferentes defasagens, pode-se listar os seguintes valores de “t” na Tabela 2.

Tabela 2 - Valores de “t” para o teste de Granger mensal.

<i>Lags</i>	<i>Dayrate > Oil Price</i>	<i>Oil Price > Dayrate</i>
1	0,808	0,229
2	0,208	0,301
3	0,402	0,257
4	0,567	0,093
5	0,708	0,126
6	0,676	0,108
7	0,723	0,050
8	0,293	0,030
9	0,063	0,043
10	0,084	0,067
11	0,120	0,030
12	0,106	0,062

Fonte : O autor (2020).

Em que “*lags*” representa a defasagem em meses.

É possível concluir que o preço do barril é Granger-causa da taxa de afretamento de sondas de perfuração para as defasagens de 8, 9 e 11. Como existe correlação entre essas duas variáveis (já analisado previamente), pode-se dizer que o preço do barril de petróleo é Granger-causa da taxa de afretamento de sondas de perfuração. Entretanto, como discutido na seção de resultados para correlação cruzada, contratos vigentes assinados em períodos prévios não são afetados pelos preços do barril de petróleo posteriores, justificando um enfraquecimento da relação entre variáveis. Dessa forma, considerando apenas os contratos iniciados em cada ano, a Tabela 3 também pode ser construída.

Tabela 3 - Valores de “t” para o teste de Granger anual.

<i>Lags</i>	<i>Dayrate > Oil Price</i>	<i>Oil Price > Dayrate</i>
1	0,962	0,001
2	0,806	0,003
3	0,908	0,021
4	0,168	0,032
5	0,315	0,126
6	0,129	0,390

Fonte: O autor (2020).

Evidencia-se melhor que os preços na tabela 3 são Granger-cause das taxas de afretamento de sondas por até quatro anos de defasagem, ratificando o resultado obtido na análise mensal. Além disso, a eliminação dos contratos iniciados em anos anteriores ao ano de análise, mas ainda vigentes, permite que não haja interferência de taxas de afretamento de sondas acordados em outros contextos econômicos.

6.5 Discussões

A partir dos cálculos realizados, pode-se afirmar que os preços do barril de petróleo estão correlacionados às taxas de afretamento de sondas de perfuração. Todavia, esse efeito não é imediato, sendo que, contratos assinados em um determinado momento sofrem maior impacto de preços vigentes um ano antes.

Os resultados são congruentes com a realidade de contratos praticados no Brasil, que tem a Petrobrás como principal *stakeholder* (grupo de interesse). A estatal é operadora em 67% dos acordos, segundo dados da *RigLogix*® (2020) e, devido sua condição de empresa pública, seus acordos são firmados por meio de licitação. Esses processos demoraram 3 e 12 meses para serem concluídos (tomando como base dois editais analisados), abrangendo o período de maior correlação entre os preços do barril e as taxas de afretamento de sondas, de acordo com os cálculos (TERRA, 2011; SIQUEIRA, 2019).

Apesar do comprovado vínculo entre os preços do barril de petróleo e as taxas de afretamento de sondas, é possível observar que os *dayrates* não acompanham modificações abruptas de comportamento da primeira variável, como observado no gráfico da figura 11. Entre setembro de 2006 e junho de 2008, verificou-se forte aumento de preço no barril de petróleo, movimento esse que não foi acompanhado pelos *dayrates*, que se mantiveram, aproximadamente, nos mesmos patamares de variação. Em 2008, o movimento do valor do barril de petróleo foi o oposto, influenciado pela crise mundial ocorrida na época, que reduziu drasticamente a demanda, resultando em uma queda acentuada da *commodity* (G1, 2008). Não se observou o mesmo comportamento para taxas de afretamento de sondas que, apesar de passarem por um ponto de inflexão (em fevereiro de 2009), continuaram crescendo.

O preço do barril de petróleo varia de acordo com diversos fatores econômicos e políticos, o que justifica determinados momentos de instabilidade. O período descrito anteriormente é um exemplo disso, quando o mundo passava por situações críticas no âmbito econômico, as cotações do barril nos mercados internacionais apresentavam oscilações atípicas. As taxas de afretamento também não dependem apenas dos preços do barril. Por se tratar de um serviço atrelado a equipamentos, *know-how* (conhecimento), folha salarial e outros fatores, os *dayrates* variam de maneira branda nos períodos subsequentes. O fator tecnológico também influencia na precificação dos *dayrates*, ganhando cada vez mais importância, dados os desafios encontrados na perfuração em lâminas d'água cada vez maiores. A tabela 4 ilustra a progressão de custos para alugueis de sonda a cada ano, consoante a exploração em lâminas d'água cada vez mais profundas (que representam desafios tecnológicos intrínsecos ao setor de exploração e produção de óleo e gás):

Tabela 4 - Lâmina d'água, taxa de afretamento de sondas dos novos contratos e preço do barril por ano.

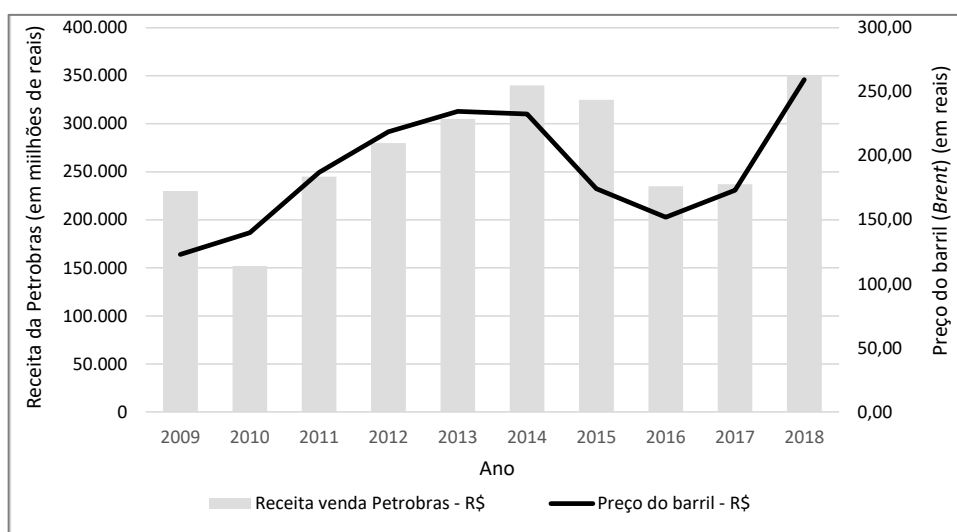
Ano	Preço do barril - Brent (USD)	Dayrate médio dos novos contratos (USD)	Lamina d'água média dos novos contratos (Pés)
2000	24,45	86.975	3.152
2001	24,45	103.235	3.172
2002	24,96	110.595	3.759
2003	28,89	99.201	3.745
2004	38,23	88.849	2.901
2005	54,42	126.549	3.748
2006	65,15	129.667	3.665
2007	72,46	189.498	3.048
2008	96,85	273.727	3.004
2009	61,49	339.454	3.865
2010	79,51	341.475	4.158
2011	111,26	328.095	4.405
2012	111,62	378.210	5.040
2013	108,64	375.339	4.806
2014	99,02	351.908	4.336
2015	52,35	448.369	6.156
2016	43,55	281.243	4.123
2017	54,25	291.875	5.165
2018	71,06	269.423	6.617
2019	64,35	226.115	6.805

Fonte: Elaborado pelo autor com dados extraídos de RigLogix (2020).

Observa-se que ao longo dos anos a lâmina d'água média de operação das sondas *offshore* aumentou, indo de 3.152 pés em 2000 para 6.805 pés em 2019. O aumento da profundidade é reflexo da evolução tecnológica nesse setor, impactando também no molde das taxas. Confirma-se, portanto, a intuição inicial de que o preço do barril é apenas um dos elementos influentes da precificação do *dayrate*.

Além do que foi discorrido, o preço do barril influencia diretamente a viabilidade econômica do desenvolvimento de projetos futuros vinculados a exploração e produção de petróleo. Um maior valor do barril de petróleo resulta em maior receita operacional para as companhias do setor. Um exemplo desse comportamento pode ser observado na Figura 21, que traz a receita anual da Petrobras por ano em comparação com os preços do *Brent Oil*.

Figura 21 - Receita anual da Petrobras e preço do barril de petróleo (*Brent*) em reais.



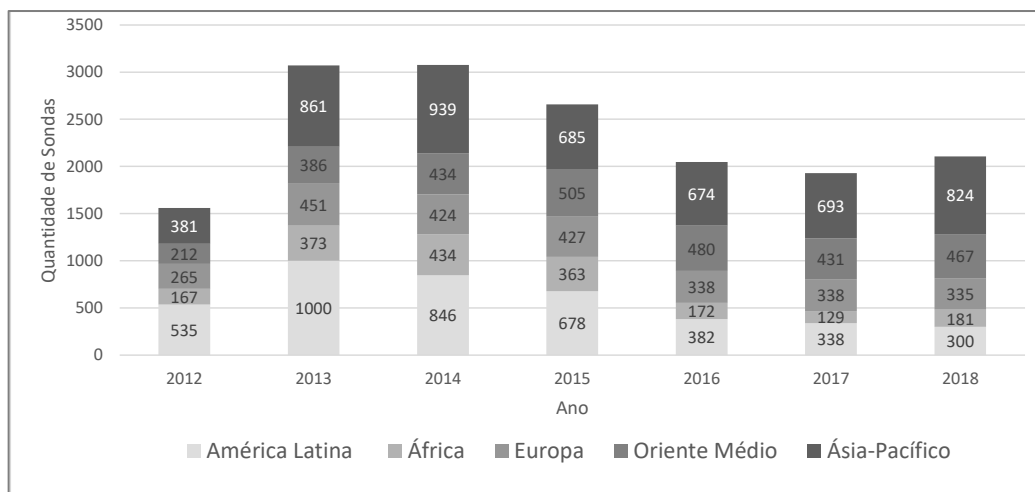
Fonte: Adaptado de Oliveira (2019).

Nota-se, no gráfico da figura 21, que a receita da Petrobras acompanha as oscilações do preço do óleo. Dessa forma, infere-se que com valores mais altos do *Brent*, amplifica-se a capacidade de investimento da Petrobras, uma vez que há maior remuneração pela exploração da *commodity*. Um maior orçamento para projetos, viabiliza a execução de mais iniciativas ou ainda intensifica os aportes nos empreendimentos já em andamento. Tal fenômeno se traduz em uma maior demanda por serviços de exploração e produção de petróleo, dentre os quais, aqueles vinculados à perfuração.

Sabendo-se que o número de sondas é limitado, na ordem de 2400 unidades (como observado no gráfico da figura 22, com amostragem de 2012 a 2018), e que há limitações geográficas e técnicas na utilização dos equipamentos, um maior número de projetos implica crescimento da demanda. Assim, como discutido em Osmundsen,

Rosendahl e Skjerpen (2015), oferta e demanda desempenham importante papel na precificação dos *dayrates*.

Figura 22 - Quantidade de sondas de perfuração por ano para cada região do mundo (2012 a 2018).



Fonte: Elaborado pelo autor com dados extraídos de Baker Hughes (2019).

Ao se relacionar as informações da bibliografia com os resultados obtidos, evidencia-se que há grande interdependência entre as variáveis discutidas. Deve ser suscitado que o preço do barril apresenta níveis de influência sobre as taxas de afretamento de sondas classificáveis em dois grupos: direto e indireto. O primeiro permeia os cálculos do presente trabalho, onde se constatou correlação e causalidade entre as variáveis (*Brent* e *dayrates*). O segundo, por outro lado, compreende o impacto do preço do óleo em variáveis intermediárias como nível de utilização de sondas, que também implicarão modificações nas diárias das sondas. Assim, a compreensão dos efeitos dos fatores que controlam os *dayrates* é complexa e demanda uma visão holística de toda a cadeia de exploração e produção.

7 CONCLUSÕES

O objetivo do trabalho era identificar padrões e relações existentes entre o preço do petróleo e a taxa de afretamento de sondas de perfuração *offshore* nos últimos vinte anos. O trabalho foi desenvolvido por meio de testes estatísticos aplicados às duas variáveis.

Dois testes estatísticos foram aplicados para verificar correlação entre os preços do barril de petróleo e as taxas de afretamento de sondas. O teste de cointegração, que visa medir a correlação de longo prazo entre duas variáveis, mostrou-se inconclusivo, uma vez que uma de suas condições não foi satisfeita. O teste de correlação cruzada, por outro lado, além de constatar a correlação entre os parâmetros, permitiu a mensuração do grau de associação entre em o preço do óleo e o *dayrate* para dois tipos de amostras. Para o primeiro tipo, que considerava as taxas mensais de contratos de afretamento, a correlação teve seu pico com uma defasagem de 48 meses, alcançando o valor de 0,67. O segundo tipo, no entanto, considerava apenas os novos contratos iniciados em cada ano constatou correlação nos quatro primeiros anos e teve seu máximo em uma defasem de apenas um ano, e coeficiente no valor de 0,80.

Ao se constatar a correlação entre as variáveis, verificou-se qual o vínculo causal entre elas utilizando o teste de Granger. Na análise, considerou-se os *dayrates* médios de contratos iniciados em cada ano e uma significância de 95%. O resultado obtido mostra que o preço do barril é Granger-causa das variações das taxas de afretamento com defasagens de até 4 anos. Assim, como observado nos estudos de correlação, o grau da interação entre as variáveis aumenta quando se considera os dados de contratos firmados em cada ano, uma vez que os acordos em vigor assinados em anos anteriores são influenciados pelos respectivos contextos vigentes. Tal resultado é sinérgico ao obtido com o teste de correlação, pois se verifica, em ambos, relacionamento nos quatro primeiros anos.

Embora tenha sido comprovada a influência do preço do barril na variação das taxas de perfuração, cabe destacar também que há ingerência de outros fatores. O comportamento do *Brent* proporciona um efeito indireto sobre parâmetros intermediários, como a demanda por serviços de sondagem, que influirão

posteriormente no preço de contratação das embarcações. Por outro lado, especificidades de cada projeto, como a lâmina d'água média das operações, também contribuem para a formação dos *dayrates*.

Durante o desenvolvimento do estudo, o principal obstáculo foi a dificuldade para a obtenção dos dados. O segmento de sondas é composto por diversos *players*, muitos deles sendo empresas estatais. Ainda assim, não há nenhum órgão centralizador responsável pela organização das informações e indicadores. Além disso, o detalhamento exigido pelo estudo não era facilmente atendido pelas informações dispostas nos mecanismos de busca mais populares, fazendo-se necessário o acesso a um repositório especializado (*RigLogix®*). A escassez de estudos sobre o tema também se mostrou um grande empecilho ao desenvolvimento do projeto, já que dificulta análises comparativas e a comprovação da razoabilidade de resultados.

Em linhas gerais, o projeto satisfez seu propósito inicial de verificar a existência da associação entre preço do óleo e taxa de afretamento de sondas, tal como se supunha.

8 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Em um segmento com informações descentralizadas, o trabalho desempenha importante papel em compilar os dados e gerar gráficos e tabelas que permitirão uma visão holística do setor. Além disso, é possível analisá-lo sobre um viés vanguardista de abordagem, explorando um tema pouco visitado e proporcionando conclusões embasadas e pertinentes a respeito do relacionamento entre as variáveis em uma linha do tempo.

9 TRABALHOS FUTUROS

O trabalho se concentrou na verificação da influência dos preços do barril para as taxas de afretamento. O estudo, entretanto, abre espaço para uma série de testes futuros que podem ajudar a compreender como outros parâmetros afetam os *dayrates*. Especificações do projeto de perfuração como lâmina d'água e profundidade do poço ou características da sonda como idade e custo, podem ser averiguadas para compreensão de seu efeito nas diárias praticadas no setor de sondagem.

Além disso, trata-se de um estudo que precisa ser revisitado periodicamente. Os equipamentos evoluem ao longo do tempo assim como o preço do petróleo também flutua influenciado por fatores político-econômicos dinâmicos. Dessa forma, faz-se necessária a atualização do trabalho quando pertinente, assim propiciando a comparação entre períodos ou mesmo metodologias diferentes.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, E.F. et al. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. 2 ed. São Paulo: Editora Elsevier, 2016. 682 p.
- AMADO, L. Chapter 12 - Field Case Evaluations. In: AMADO, L. (1 ed.). . **Reservoir Exploration and Appraisal**. Boston: Gulf Professional Publishing, 2013. p. 53–156.
- BAKER HUGHES. **International Rig Count**. Disponível em: <https://rigcount.bakerhughes.com/intl-rig-count/>. Acesso em: 25 jul. 2019.
- BROCKWELL, P. J.; DAVIS, R.A.; **Introduction to Time Series and Forecasting, Springer Texts in Statistics**. 3 ed. Suíça: Springer International Publishing, 2016, 425 p.
- CARNEIRO, F.G.. A Metodologia dos Testes de Causalidade em Economia. **Série Textos Didáticos**, Brasília, n. 20, 1997, 13 p.
- CHEN, H. et al. Impacts of OPEC's political risk on the international crude oil prices: An empirical analysis based on the SVAR models. **Energy Economics**, v. 57, p. 42–49, 2016.
- CORRÊA, A.C.F. A extração do petróleo da camada pré-Sal brasileira: desafios e oportunidades. **Advir**, Rio de Janeiro, v. 31, p. 21-27, 2013.
- DAVIDSON, R.; MACKINNON, J. G. **Estimation and Inference in Econometrics**. 1 ed. Nova Iorque: Oxford University Press, 1993. 894 p.
- DERRICK, T. R.; THOMAS, J. M. Time Series Analysis: The Cross-Correlation Function. In: **Innovative Analyses of Human Movement**. 1 ed. [s.l.] Kinesiology Publications, 2004. v.1, Capítulo 7, p. 189–205.
- DICKEY, D. A.; FULLER, W. A. Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series With a Unit Root. **Journal of the American Statistical Association**, v. 74, n. 366, p. 427–431, 1979.
- ENGLE, R. F.; GRANGER, C. W. J. Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing. **Econometrica**, v. 55, n. 2, p. 251–276, 1987.
- EIEWS. About us. **Eviews**, 2019. Disponível em: https://www.eviews.com/general/about_us.html. Acesso em: 02 nov. 2020.
- FARIA, B.F.P. **Teste F na regressão linear múltipla para dados temporais em correlação serial**. Dissertação (Mestrado em Estatística, Matemática e Computação) - Departamento de Ciências e Tecnologias, Universidade Aberta. Lisboa, 96 p., 2011.
- G1. Terceira crise do petróleo: mais violenta e perigosa que as anteriores. **G1**, 10 jun. 2008. Disponível em: http://g1.globo.com/Noticias/Economia_Negocios/0,,MUL595739-9356,00-

TERCEIRA+CRISE+DO+PETROLEO+MAIS+VIOLENTA+E+PERIGOSA+QUE+AS+ANTERIORES.html. Acesso em: 03 nov. 2020.

GLEN, S.; Cointegração: definição, exemplos, testes. **StatisticsHowToBasic: Statistics for the resto of us**, 8 fev. 2016. Disponível em: <https://www.statisticshowto.com/cointegration/>. Acesso em: 07 out. 2020.

GOODRIDGE, S. Oil Rig Count. **Market Realist**. 2015. Disponível em: <https://marketrealist.com/2016/02/oil-prices-rig-count-go-hand-hand/>. Acesso em: 17 dez. 2020.

GUJARATI, D. N.; PORTER, D. C. **Econometria Básica**. 5 ed. Nova Iorque: AMGH Editora, 2011, 926 p.

INVESTING. Petróleo Brent Futuros. **INVESTING**, 12 nov. 2020. Disponível em: <https://br.investing.com/commodities/brent-oil#>. Acesso em: 12 nov. 2020.

JALIL, A.; RAO, N. H. Chapter 8 - Time Series Analysis (Stationarity, Cointegration, and Causality). In: ÖZCAN, B.; ÖZTÜRK, I. (Eds.). **Environmental Kuznets Curve (EKC)**. Academic Press, 2019. p. 85–99.

JESUS, M. A.; Modelo de precificação para afretamento de FPSOs no Brasil. Trabalho de conclusão de curso. **Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2019.

KAISER, M. Empirical analysis of dayrate factors in offshore contract drilling, 2000–2010. **Ships and Offshore Structures**, v. 10, p.467-384, 2015.

KAISER, M. J.; SNYDER, B. The five offshore drilling rig markets. **Marine Policy**, v. 39, p. 201–214, 2013a.

KAISER, M.J.; SNYDER, B.F. **The Offshore Drilling Industry and Rig Construction in the Gulf of Mexico**, v.8. Londres: Springer-Verlag, 2013b. 246 p.

KENDALL, M.G.; STUART, A. **The Advanced Theory of Statistics**, 3 ed, v. 2, Nova Iorque: Charles Griffin Publishers, 1961. 676 p.

KWON, C. S.; SHIN, T. S. Cointegration and causality between macroeconomic variables and stock market returns. **Global Finance Journal**, v. 10, n. 1, p. 71–81, 1999.

LIU, P.; STEVENS, R. B.; VEDENOV, D. The physical market and the WTI/Brent price spread. **OPEC Energy Review**, v. 42, n. 1, p. 55–73, 2018.

MCDONALD, J. H. **Handbook of Biological**. 2. ed. Maryland, EUA: Sparky House Publishing, 2009. p. 313.

MINITAB. Interpret all statistics and graphs for Cross Correlation. **Minitab® 18 Support**, 2019. Disponível em: <https://support.minitab.com/en-us/minitab/18/help-and-how-to/modeling-statistics/time-series/how-to/cross-correlation/interpret-the->

results/all-statistics-and-graphs/#:~:text=Use%20the%20cross%20correlation%20function,relationship%20between%20two%20time%20series.&text=Usually%2C%20a%20correlation%20is%20significant,and%20k%20is%20the%20lag. Acesso em: 05 nov. 2020.

MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas**: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore. 1 ed. Brasília: IPEA: Petrobras, 2013. 424 p. ZAIONTZ, C.; Granger Causality. Real Statistics Using Excel, 02 fev. 2019. Disponível em: <http://www.real-statistics.com/time-series-analysis/time-series-miscellaneous/granger-causality/>. Acesso em: 14 set. 2020.

OLIVEIRA, K. K. P.; **O impacto da corrupção no mercado de capitais brasileiro**: uma análise da Operação Lava Jato sobre o preço das ações da Petrobras. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Departamento de Economia, Universidade de Brasília. Brasília, 50 p., 2019.

OSMUNDSEN, P.; ROSENDAHL, K. E.; SKJERPEN, T. Understanding rig rate formation in the Gulf of Mexico. **Energy Economics**, v. 49, p. 430–439, 2015.

PALACHY, S.; Stationarity in time series analysis. A review of the concept and types of stationarity. **Towards Data Science**. 8 apr. 2019. Disponível em: <https://towardsdatascience.com/stationarity-in-time-series-analysis-90c94f27322>. Acesso em 07 out. 2020.

PEREIRA, F.; **Metodologia de análise econômica de projetos de óleo e gás**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Produção) – Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Industrial, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 88 p., 2004.

PHILLIPS, P. C. B.; OULIARIS, S. Asymptotic Properties of Residual Based Tests for Cointegration. **Econometrica**, v. 58, n. 1, p. 165–193, 1990.

RIGLOGIX. **Timeline Data Dayrate - 2000-2020**. 2020. Londres, Inglaterra: Westwood Global Energy Group. Disponível em: <https://www.westwoodenergy.com/riglogix>. Acesso em: 26 ago. 2020.

SAID, E. S.; DICKEY, D. A. Testing for Unit Roots in Autoregressive-Moving Average Models of Unknown Order. **Biometrika**. v. 71, n. 3, p. 599–607, 1984.

SIQUEIRA, C. ; Petrobras lança licitação de sondas. **Terciotti, Andrade, Gomes, Donato Advogados**, 16 out. 2019. Disponível em: <http://terciotti.com.br/news/petrobras-lanca-licitacao-de-sondas/>. Acesso em: 03 nov. 2020.

TERRA. Petrobras anuncia licitação para 21 sondas no Brasil. **Terra**, 03 jun. 2011. Disponível em: <https://www.terra.com.br/economia/petrobras-anuncia-licitacao-para-21-sondas-no-brasil,472814a6398da310VgnCLD200000bbcceb0aRCRD.html>. Acesso em: 03 nov. 2020.

TOEWS, G.; NAUMOV, A. The Relationship Between Oil Price and Costs in the Oil Industry. **The Energy Journal**, 2015. v. 36, n. 1, p. 237–254.

VELICER, W. F.; FAVA, J. L. Time Series Analysis. *In: Handbook of Psychology*. Rhode Island: American Cancer Society, 2003, p. 581–606.

WEI, W.S. Longitudinal Data Analysis. *In: SELIG, J.P.; LITTLE, T. (org). The Oxford Handbook of Quantitative Methods in Psychology: Vol. 2: Statistical Analysis*. 1. ed. Oxford: Oxford University Press, 2013. p. 387-431.

WITT, A.; KURTHS, J.; PIKOVSKY, A. Testing stationarity in time series. **Physical Review E**, v. 58, n. 2, p. 1800–1810, 1998.

WORLDBANK. Impact of COVID-19 on Commodity Markets Heaviest on Energy Prices; Lower Oil Demand Likely to Persist Beyond 2021. **The World Bank**. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2020/10/22/impact-of-covid-19-on-commodity-markets-heaviest-on-energy-prices-lower-oil-demand-likely-to-persist-beyond-2021>. Acesso em: 16 nov. 2020.

YU, E. S. H.; JIN, J. C. Cointegration tests of energy consumption, income, and employment. **Resources and Energy**, v. 14, n. 3, p. 259–266, 1992.

ANEXO A – ARTÍGO SÍNTESE

Universidade de São Paulo

Engenharia de Petróleo – Escola Politécnica

Número: 9403937

Data: 17/12/2020



Análise da Influência do Preço do Petróleo nas Taxa de Afretamento de Sondas de Perfuração *Offshore*

Wesley Max Lacerda de Lima

Orientadora: Prof. Dra. Regina Meyer Branski

Artigo Sumário referente à disciplina PMI1096 – Trabalho de Formatura para Engenharia de Petróleo II
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

Template versão 2018v11.

Resumo

Diversos fatores influenciam as taxas de arrendamento de sondas de perfuração. O presente trabalho visa identificar a existência de relação/interação entre o preço do barril de petróleo (*Brent*) e *dayrates* de sondas, no Brasil, em um período de 20 anos, por meio dos Testes de Cointegração, Correlação Cruzada e Causalidade de Granger. Embora o teste de Cointegração tenha se mostrado inconclusivo, foi possível atestar a correlação cruzada entre as variáveis assim como às implicações causais do valor do *Brent* na formação das taxas para afretar sondas, com resultados distintos se consideradas taxas remanescentes de contratos prévios ou não. Analisando-se os contratos novos, a correlação máxima ocorre com um ano de atraso e a causalidade é atestada com uma confiabilidade de 95%. Apesar de se comprovar a influência do preço do Barril de petróleo sobre as taxas de afretamento de sondas, não se deve ignorar o impacto de outros fatores técnico-econômicos e a necessidade de revalidação de resultados de tempos em tempos, devido a novos contextos político-econômicos

Abstract

Drilling rig dayrates are affected by several factors. This work aims to identify the existence of relationship/interaction between oil prices (*Brent*) and the dayrates charged in Brazil in the last twenty years, through the use of Cointegration, Cross-correlation and Granger's Cause tests. Although the Cointegration test has proved inconclusive, it was possible to attest the cross correlation between the variables, as well as the causal implications of the *Brent* price on rigs charter fees, with distinct results whether considered remaining dayrates of previous contracts or not. When analyzing new contracts, the maximal correlation coefficient occurs with one-year lag and the causality is attested with statistical significance of 95%. Despite proving the influence of the oil price on contract dayrates, the impact of other technical-economic factors and the need to revalidate results should not be ignored, due to new political and economic contexts.

Introdução

A descoberta de reservas de petróleo na Bacia de Santos, no chamado Pré-Sal, impulsionou o setor petrolífero brasileiro. A exploração dessas reservas em alto mar (*offshore*) vem acompanhada de desafios técnicos - perfuração dos poços, adequação dos equipamentos às condições dos ventos, marés – e desafios logísticos – operar em alto mar, longos *lead-times*, etc. (BELTRÃO et al., 2009; FILHO et al., 2019).

Dentre os inúmeros custos envolvidos na exploração de petróleo offshore, o mais significativo é o de perfuração. Na definição da tarifa de afretamento desses equipamentos são considerados, além do seu custo operacional e de depreciação, fatores como distância perfurada, condições ambientais, materiais e insumos necessários, necessidade de inovação etc. (AMADO, 2013). As tarifas de afretamento das sondas refletem a cotação internacional do preço do petróleo. Em tempos de petróleo em alta, as tarifas aumentam e, nos tempos de baixa, diminuem (ALMEIDA et al., 2016). Os preços do petróleo, por sua vez, são formados a partir de diversos outros fatores, conforme destacado por Chen et al. (2016).

O preço do petróleo no mercado internacional e as taxas de afretamento de sondas apresentam um comportamento variável ao longo de uma linha de tempo, assim é possível classificá-los como séries temporais. Brockwell e Davis (2016) definem uma série temporal como um conjunto de observações " x_t " feitas em um tempo " t " específico. Uma série temporal pode ser classificada como estacionária quando suas propriedades estatísticas essenciais não dependem do tempo, isto é, colhidas amostras em diferentes intervalos, atesta-se a igualdade de propriedades (WITT; KURTHS; PIKOVISKY, 1998). Dickey e Fuller (1979) propõem um modelo para avaliar se determinada série é estacionária. Para tal confirmação, é verificada a existência de uma raiz unitária para a equação representativa da série.

Na literatura existem diferentes formas de medir o relacionamento entre variáveis ao longo do tempo. O teste de cointegração de Engle e Granger (1987) adota uma abordagem focada em erros residuais, avaliando a existência uma raiz unitária a fim de se verificar se as séries são cointegradas.

A correlação cruzada também fornece uma medida de associação temporal entre duas variáveis (DERRICK; THOMAS, 2004). A função de correlação cruzada mede a correlação entre as observações de duas séries temporais " x_t " e " y_t ", separadas por " l " unidades de tempo. Sendo assim, analisa-se, para cada defasagem, a correlação entre " x_t " e " y_{t+l} ".

A existência de correlação entre duas variáveis, por mais forte que seja, não implica que há uma relação de causa e efeito entre elas, sendo necessário o estudo de fatos externos à estatística para a inferência desse grau de vínculo (KENDALL; STUART, 1961). Para identificar qual variável exerce influência sobre a outra em um relacionamento, o teste de causalidade de Granger é o mais popular. A abordagem de Granger busca descobrir se é possível identificar uma relação estatística que evidencie causalidade entre as variáveis " X " e " Y " quando existe uma relação de precedência temporal entre elas (CARNEIRO, 1997).

O presente trabalho foca sua análise nas taxas de afretamento de sondas. Através dos métodos de cointegração, correlação cruzada e causalidade, investigam-se eventuais padrões e vínculos entre as taxas de afretamento de sondas de perfuração (arrendamento) e o preço do barril de petróleo.

Metodologia

As atividades empregadas para se lograr do objetivo do projeto podem ser divididas em 8 grupos principais, amparadas pelo software *Eviews® 10* e pelo suplemento estatístico para editor de planilhas *Microsoft Excel Real Statistics Resource Pack®*, pela base de dados *RigLogix®* e por indexadores científicos como *ScienceDirect* e *Google Scholar*.

A primeira etapa, crucial para qualquer pesquisa com rigor científico, abrangeu a busca por documentos relevantes e necessários para o embasamento do projeto e das técnicas de análise utilizados. A partir da busca de conteúdo de prestígio na literatura, possibilita-se a compreensão do campo teórico em que o projeto está inserido, assim como se visualiza trabalhos com temáticas semelhantes e áreas com potencial de pesquisa e abordagem. Nesse momento, fez-se uso das plataformas de indexação científica para buscar documentos científicos relacionados às palavras-chave *drilling rigs* (sondas de perfuração), *dayrates* (diárias de taxa de afretamento), *causality* (causalidade), *correlation* (correlação), *cointegration* (cointegração), *oil prices* (preços do óleo), ligadas ao tema do trabalho.

Após o estabelecimento das bases teóricas do trabalho, levantou-se dados a respeito de taxas de afretamento de sondas de perfuração e de valores de barril *Brent*. Sabendo-se que os valores de taxa de afretamento constam em contratos entre proprietários de sondas e operadores, ou seja, são dados pouco acessíveis, fez-se uso da base de dados proprietária *RigLogix*®, que compila essas informações globalmente. As taxas diárias cobradas entre os meses de janeiro de 2000 e dezembro de 2019 foram extraídas da base, e a partir delas, extraiu-se a média de *dayrates* vigentes de cada mês, e depois, repetiu-se o procedimento levando em consideração apenas os contratos novos firmados, ano a ano.

Os dados tratados, que configuram séries temporais, foram então plotados em gráficos e submetidos a uma análise de estatística descritiva, quando foi possível verificar e atestar alguns padrões comportamentais. A ferramenta *Eviews*® 10, dispondo de funções estatísticas e econométricas foi o instrumento de apoio para a execução desse estudo. Realizada a análise descritiva, prossegue-se para a aplicação dos três testes que verificam a existência e o grau de relação entre variáveis.

Primeiramente, visando-se a aplicação do Teste de Cointegração entre as duas séries temporais, analisou-se sua condição de aplicabilidade, para enfim, utilizar o teste em si. Na etapa seguinte, aplica-se o Teste de Correlação Cruzada, para calcular o erro e o grau de correlação entre variáveis. Por fim, são verificadas as condições de estacionariedade para a aplicação do Teste de Causalidade de Granger, que é responsável por ratificar ou não o vínculo causal entre as variáveis.

A condição de estacionariedade foi atestada por meio do suplemento *Microsoft Excel Real Statistics Pack*®, enquanto que os testes foram executados pela ferramenta *Eviews*® 10.

A partir dos testes, pode-se analisar os resultados obtidos sob o viés de reflexo ou não do que se observa no setor de gás e óleo, permitindo inferências e o desenvolvimento de conclusões.

A figura 1 ilustra resumidamente os passos realizados, de forma consecutiva:

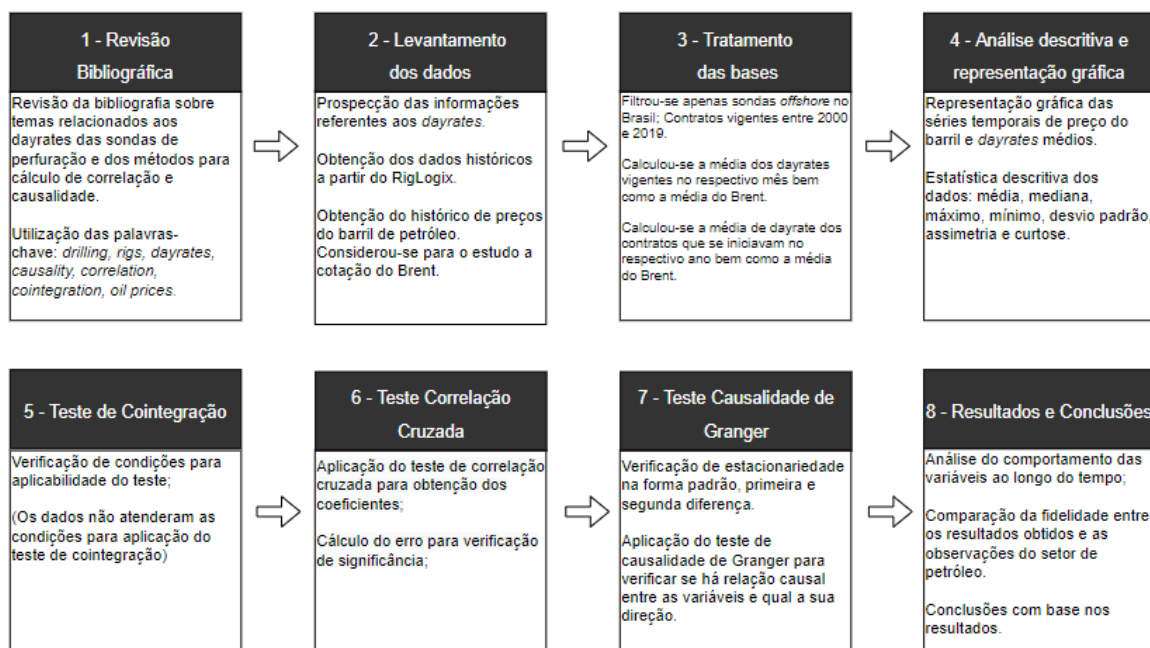


Figura 23: Etapas desenvolvidas. (O autor, 2020).

Resultados

A partir do estudo foi possível observar que, enquanto os preços do barril de petróleo possuem maior volatilidade, as taxas de afretamento de sondas variam de maneira mais moderada. Entre 2000 e 2008, notou-se uma tendência de alta do *Brent* que foi acompanhada pelos *dayrates*. A partir de 2008, sob efeito da crise financeira global, os preços do óleo sofreram forte quedas. As taxas das sondas, por sua vez, não acompanharam esse movimento no curto prazo, sofrendo apenas uma mudança de inflexão no seu crescimento. Somente após alguns anos de petróleo em baixa, a partir de 2014, é que se notou uma mudança na tendência da curva das taxas de afretamento de sondas de perfuração.

A figura 2 representa as series temporais ao longo dos últimos 20 anos.

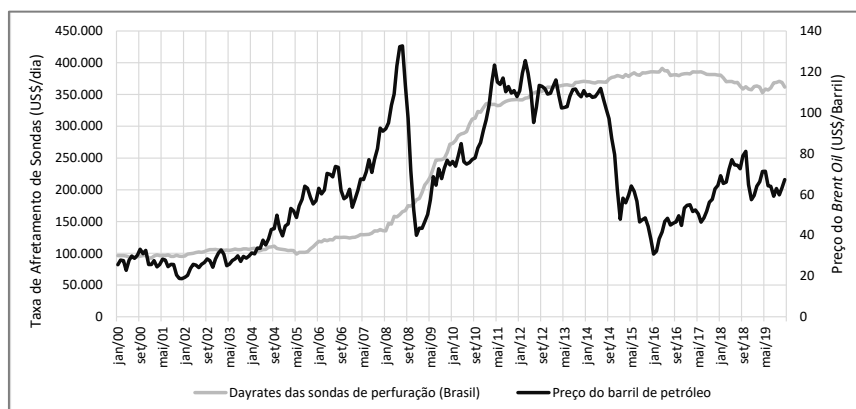


Figura 24: Taxa de afretamento de sonda de perfuração no Brasil vs o preço do Brent Oil de janeiro de 2000 a dezembro de 2019. (RigLogix, 2020).

Teste de Cointegração de Engle-Granger

Para a aplicação do teste de cointegração, é necessário mostrar que as séries não possuem raiz unitária em sua primeira diferença, como já discutido (KWON; SHIN, 1999). Entretanto, para a série temporal das taxas de afretamento de sondas, essa condição não foi atendida.

Assim, ao aplicar o teste de cointegração, os resultados obtidos levarão a correlações espúrias e inconclusivas. Dessa forma, para a verificação de correlação entre as séries, é necessário se servir de outra ferramenta estatística: a correlação cruzada, capaz de medir o relacionamento entre variáveis em função de atrasos aplicados a uma delas.

Teste de Correlação Cruzada

Aplicando o teste de correção cruzada se obtém o resultado da figura 3, que demonstra o coeficiente de correlação para cada defasagem utilizada.

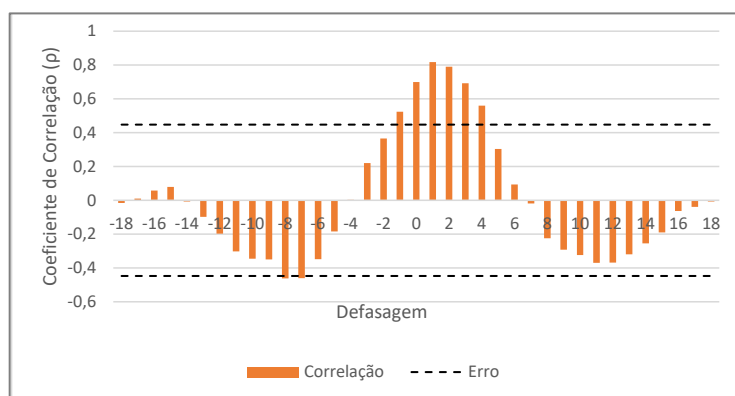


Figura 25: Correlação entre preço do barril e dayrate médio dos novos contratos para cada defasagem utilizada. As barras laranjas são a correlação. O tracejado corresponde ao erro. (O autor, 2020).

No gráfico, as barras laranjas mostram o coeficiente de correlação, enquanto que o tracejado é referente ao erro. O erro calculado para o teste foi de 0,45.

O resultado logrado ilustra que novos contratos tem forte correlação com preço do barril, e tal influência é observada em um curto intervalo de tempo. Além disso, observa-se que a grau de relacionamento tem seu ápice em uma defasagem um ano, isto é, eventos ocorridos em determinado momento para uma variável “X”, afetarão a outra variável “Y” um ano depois.

Teste de Causalidade de Granger

O suplemento Microsoft Excel Real Statistics Resource Pack © foi a ferramenta empregada para o desenvolvimento do teste supracitado. Primeiramente, aplicando-se o teste de Dickey-Fuller Aumentado para averiguar e garantir a condição de estacionariedade. Assim, uma vez que as condições foram atendidas, aplicou-se o teste de causalidade de Granger.

Partindo-se da premissa de que valores de “t” abaixo do “ t_{crit} ” rejeitam a hipótese nula, ao se aplicar o teste para diferentes defasagens, pode-se listar os seguintes valores de “t” na Tabela 1.

Tabela 5: Valores de “t” para o teste de Granger. Valores abaixo do “ t_{crit} ” rejeitam a hipótese nula.

Lags	Dayrate > Oil Price	Oil Price > Dayrate
1	0,962	0,001
2	0,806	0,003
3	0,908	0,021
4	0,168	0,032
5	0,315	0,126
6	0,129	0,390

Desta forma, como existe correlação entre essas duas variáveis (já analisado previamente), evidencia-se que os preços do petróleo são Granger-causa das taxas de afretamento de sondas, por até quatro anos de defasagem.

Discussões

A partir dos cálculos realizados pode-se afirmar que os preços do barril de petróleo estão correlacionados às taxas de afretamento de sondas de perfuração. Entretanto, esse efeito não é imediato, sendo que, contratos assinados em um determinado momento sofrem maior impacto de preços vigentes um ano antes.

Os resultados são congruentes com a realidade de contratos praticados no Brasil, que tem a Petrobrás como principal *stakeholder* (grupo de interesse). A estatal é operadora em 67% dos acordos, segundo dados da *RigLogix*® (2020) e, devido sua condição de empresa pública, seus acordos são firmados por meio de licitação. Esses processos demoraram 3 e 12 meses para serem concluídos (tomando como base dois editais analisados), abrangendo o período de maior correlação entre os preços do barril e as taxas de afretamento de sondas, de acordo com os cálculos (TERRA, 2011; SIQUEIRA, 2019).

Além disso, o preço do barril influencia diretamente a viabilidade econômica do desenvolvimento de projetos futuros vinculados a exploração e produção de petróleo. Um maior valor do barril de petróleo resulta em maior receita operacional para as companhias do setor.

Sabendo-se que o número de sondas é limitado, na ordem de 2400 unidades e que há limitações geográficas e técnicas na utilização dos equipamentos, um maior número de projetos implica crescimento da demanda (BAKER HUGHES, 2019). Assim, como discutido em Osmundsen, Rosendahl e Skjerpen (2015), oferta e demanda desempenham importante papel na precificação dos *dayrates*.

Ao se relacionar as informações da bibliografia com os resultados obtidos, evidencia-se que há grande interdependência entre as variáveis discutidas. Deve ser suscitado que o preço do barril apresenta níveis de influência sobre as taxas de afretamento de sondas classificáveis em dois grupos: direto e indireto. O primeiro permeia os cálculos do presente trabalho, onde constatou-se correlação e causalidade entre as variáveis (*Brent* e *dayrates*). O segundo, por outro lado, compreende o impacto do preço do óleo em variáveis intermediárias como nível de utilização de sondas, que também implicarão modificações nas diárias das sondas. Assim, a compreensão dos efeitos dos fatores que controlam os *dayrates* é complexa e demanda uma visão holística de toda a cadeia de exploração e produção.

Conclusão

A partir dos resultados da estatística descritiva e dos Testes de Cointegração, Correlação Cruzada e Cointegração, pôde-se constatar que há correlação entre as séries temporais de taxas de afretamento de sondas e o valor de barril *Brent*, no período analisado, com coeficientes distintos ao se considerar as situações de taxas remanescentes de contratos prévios e taxas de contratos novos. No primeiro contexto logrou-se do coeficiente de correlação máximo com 4 anos de defasagem e valor de 0,67, enquanto na segunda situação, o coeficiente máximo se deu com apenas 1 ano de defasagem (correlação de 0,80).

Ao se aplicar o teste de Granger, atestou-se a relação causal que o barril de petróleo tem em relação às taxas de afretamento de sondas, com confiabilidade de 95%, considerando-se efeitos em atraso por até 4 anos. A causalidade é amplificada quando consideradas apenas os *dayrates* de contratos novos.

O teste de Cointegração, que mede a relação em longo prazo entre variáveis, não pode ser aplicado uma vez que uma de suas condições para aplicabilidade não foi satisfeita.

Apesar de comprovada a influência entre o preço do barril de petróleo e as taxas de afretamento de petróleo, não se pode ignorar que há influência de outros fatores na formação do preço para se afretar uma sonda, técnicos e econômicos assim como é necessária a

revalidação dos resultados ao longo do tempo, uma vez que os contextos político-econômicos são dinâmicos e refletem esse dinamismo nos preços flutuantes do barril de petróleo.

Referências

- ALMEIDA, E.F. et al. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. 2 ed. São Paulo: Editora Elsevier, 2016. 682 p.
- AMADO, L. Chapter 12 - Field Case Evaluations. In: AMADO, L. (1 ed.). . **Reservoir Exploration and Appraisal**. Boston: Gulf Professional Publishing, 2013. p. 53–156.
- BAKER HUGHES. **International Rig Count**. Disponível em: <https://rigcount.bakerhughes.com/intl-rig-count/>. Acesso em: 25 jul. 2019.
- BELTRAO, R. L. C. et al. SS: **Pre-salt Santos basin - Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-salt Cluster, Santos Basin, Brazil**. OTC-19880-MS. Anais. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. OTC: Offshore Technology Conference, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/19880-MS>.
- BROCKWELL, P. J.; DAVIS, R.A.; **Introduction to Time Series and Forecasting, Springer Texts in Statistics**. 3 ed. Suíça: Springer International Publishing, 2016, 425 p.
- CARNEIRO, F.G.; A Metodologia dos Testes de Causalidade em Economia. **Série Textos Didáticos**, DF, n.20, 1997, 13 p.
- CHEN, H. et al. Impacts of OPEC's political risk on the international crude oil prices: An empirical analysis based on the SVAR models. **Energy Economics**, v. 57, p. 42–49, 2016.
- DERRICK, T. R.; THOMAS, J. M. Time Series Analysis: The Cross-Correlation Function. In: **Innovative Analyses of Human Movement**. 1 ed. [s.l.] Kinesiology Publications, 2004. v.1, Capítulo 7, p. 189–205.
- DICKEY, D. A.; FULLER, W. A. Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series With a Unit Root. **Journal of the American Statistical Association**, v. 74, n. 366, p. 427–431, 1979.
- ENGLE, R. F.; GRANGER, C. W. J. Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing. **Econometrica**, v. 55, n. 2, p. 251–276, 1987.
- FILHO, E. T. A. et al. The pre-salt layer and challenges to competitiveness in Brazil: Critical reflections on the local content policy in the oil and gas Sector. **The Extractive Industries and Society**, v. 6, n. 4, p. 1168–1173, 2019.
- KENDALL, M.G.; STUART, A. **The Advanced Theory of Statistics**, 3 ed, v. 2, Nova Iorque: Charles Griffin Publishers, 1961. 676 p.
- KWON, C. S.; SHIN, T. S. Cointegration and causality between macroeconomic variables and stock market returns. **Global Finance Journal**, v. 10, n. 1, p. 71–81, 1999.
- OSMUNDSEN, P.; ROSENDAHL, K. E.; SKJERPEN, T. Understanding rig rate formation in the Gulf of Mexico. **Energy Economics**, v. 49, p. 430–439, 2015.
- SIQUEIRA, C. ; Petrobras lança licitação de sondas. **Terciotti, Andrade, Gomes, Donato Advogados**, 16 out. 2019. Disponível em: <http://terciotti.com.br/news/petrobras-lanca-licitacao-de-sondas/>. Acesso em: 03 nov. 2020.
- TERRA. Petrobras anuncia licitação para 21 sondas no Brasil. **Terra**, 03 jun. 2011. Disponível em: <https://www.terra.com.br/economia/petrobras-anuncia-licitacao-para-21-sondas-nobrasil,472814a6398da310VgnCLD200000bbccceb0aRCRD.html>. Acesso em: 03 nov. 2020.
- WITT, A.; KURTHS, J.; PIKOVSKY, A. Testing stationarity in time series. **Physical Review E**, v. 58, n. 2, p. 1800–1810, 1998.