



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

CORRELAÇÃO ENTRE AS TAXAS DIÁRIAS DE AFRETAMENTO
DE SONDAS DE PERFURAÇÃO OFFSHORE COM A COTAÇÃO DO
PETRÓLEO BRENT, A PARTIR DA DÉCADA DE 2000

Bernardo Prata Pércia

Matrícula: 0921293

Orientador: Professor Doutor Leonardo Rezende



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

CORRELAÇÃO ENTRE AS TAXAS DIÁRIAS DE AFRETAMENTO
DE SONDAS DE PERFURAÇÃO OFFSHORE COM A COTAÇÃO DO
PETRÓLEO BRENT, A PARTIR DA DÉCADA DE 2000

Bernardo Prata Pércia

Matrícula: 0921293

Orientador: Professor Doutor Leonardo Rezende

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”.

Bernardo Prata Pércia

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”

Sumário:

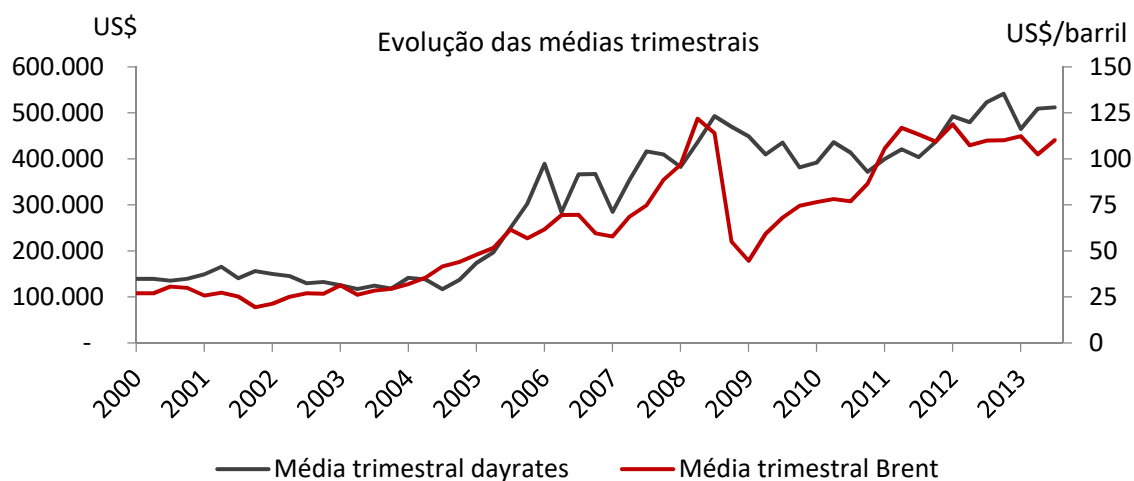
1. Introdução.....	4
2. Revisão de Literatura.....	5
3. Apresentação dos dados.....	8
4. Determinantes técnicos das taxas de afretamento.....	10
5. Correlação entre Taxas de Afretamento e Brent.....	18
6. Conclusões.....	28
7. Referências Bibliográficas.....	29
8. Anexo.....	30

1 INTRODUÇÃO

Na última década, o mercado mundial de petróleo apresentou uma tendência de drástico aumento de preços negociados internacionalmente. As cotações do petróleo Brent, usado para precificar aproximadamente dois terços da oferta de óleo cru negociada internacionalmente, saíram dos níveis de US\$20/barril em 2001 para alcançar pico histórico de US\$146,95/barril em meados de 2007.

Simultaneamente a isso, a indústria de perfuração offshore viveu período de crescimento estável ao redor do mundo com tendências de crescimento nas taxas de afretamento negociadas pelos serviços de sondas¹, em especial no segmento de perfuração em águas profundas e ultra profundas. Cabe ressaltar que a atividade de perfuração atua no ciclo produtivo do petróleo como etapa preliminar para produção. É principalmente através de poços realizados durante campanhas exploratórias que são realizadas novas descobertas que posteriormente se tornarão novos campos produtores.

O gráfico abaixo mostra a evolução das médias trimestrais das taxas diárias para o mercado de perfuração em águas com profundidades superiores a 1.500 metros e para as cotações do Brent. A correlação entre as séries foi de 0,89.



O objetivo deste estudo foi o de aprofundar a análise e compreensão sobre a evolução da média de taxas diárias negociadas pela operação de sondas de perfuração offshore no mercado mundial, e verificar quais variáveis são mais influentes, com destaque especial para as cotações do petróleo Brent, na determinação da dinâmica de preços no mercado de perfuração. Posteriormente, uma segunda discussão foi feita sobre

¹ Sonda: nome usado na indústria do petróleo para a embarcação utilizada para os serviços perfuração de poços.

a temporalidade da relação entre as duas variáveis para detalhar mais os resultados de dependência entre elas.

3 REVISÃO DE LITERATURA

Os principais autores que se dedicaram a estudar o assunto, Cisse, Skjerpen, Kailing e Guerra, já acreditavam em uma correlação entre a atividade no mercado de perfuração e os preços negociados internacionalmente para o petróleo. Sua contribuição será resumida a seguir. Indo além, este trabalho se concentrará em comprovar através de ferramentas estatísticas teóricas, especialmente a partir dos anos 2000, que as dinâmicas do mercado de perfuração podem ser explicadas assumindo como plano de fundo a evolução dos preços do óleo mundial.

Segundo os autores, o aumento na atividade de sondas gerada pelo maior preço do petróleo é explicado pela relação existente entre suas cotações e o aumento nas atividades de Exploração e Produção (E&P). Preços mais altos de hidrocarbonetos passaram a suportar a exploração comercial de regiões que antes apresentavam custos proibitivos, seja pelas especificidades geofísicas das acumulações ou pela profundidade da lâmina d'água na qual se encontravam. O aumento de preços no mercado de óleo permitiu também o incentivo de que sondas com maiores especificações técnicas capazes de operar em lâminas d'água mais profundas passassem a ganhar mais importância no mercado de perfuração mundial, dado que a expansão das fronteiras produtivas para águas mais profundas se tornou economicamente viável.

Os resultados no que diz respeito à construção de novas unidades, no entanto mostram que as respostas da indústria de perfuração apresenta alguma defasagem. Principalmente em sondas para operação offshore em águas profundas, que geralmente apresentam maiores especificações técnicas e que podem responder a movimentos no mercado de petróleo com até dois anos de atraso. Essa defasagem mostra a gradual mudança nas expectativas das companhias petroleiras no preço spot futuro do petróleo, que é determinante fundamental para decisões alocação de seus orçamentos em atividade de perfuração; e o próprio tempo de construção de sondas mais tecnológicas.

O incentivo à atividade de E&P gerado pelos maiores preços do óleo nos mercados internacionais pode ter sido refletido como maior demanda sobre a utilização do estoque mundial de sondas que operam offshore, e gerado pressão sobre as taxas de afretamento da operação das sondas, sugerindo a relação positiva entre os mercados.

Outro ponto, a favor da correlação foi a análise histórica de Casse, que ilustra que a indústria de perfuração segue os movimentos da história internacional do petróleo. Evidências para isso residem no fato de que a maior parte de sondas que atuam

nos mercados internacionais foi construída durante a década de 1980, período histórico marcado pelo aumento nos preços do petróleo causado pelo embargo da produção pelos países da OPEP.

3 APRESENTAÇÃO DOS DADOS

O método escolhido para investigação estatística da relação entre taxas diárias de afretamento (*dayrates*²) de sondas offshore e as cotações do petróleo Brent foi o dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO). Este é um modelo de regressão linear que minimiza os erros da estimação, gerando regressões com melhor nível de ajuste em relação aos dados da amostra.

Em função dos diversos fatores que afetam uma negociação de contrato de perfuração offshore no mercado de petróleo, usar este modelo de regressão possibilita a inclusão de inúmeras variáveis, para as quais se tenha dados e se atribua relevância. Isso permite que se controle individualmente a influência que cada uma delas exerceu sobre a variável sendo estimada. Permitindo que as relações entre as variáveis sejam interpretadas separadamente, o que auxilia no esclarecimento sobre qual relevância de cada um desses fatores e quão forte é sua influência, neste caso, na determinação das taxas de afretamento de contratos de sondas de perfuração offshore.

As estimações e estatísticas foram desenvolvidas com base no histórico de contratos de perfuração offshore da empresa IHS Petrodata. Foram feitas duas restrições à base original de contratos, levando-se em consideração o foco deste estudo, resultando em uma amostra de 1125 contratos. A primeira, referente ao período escolhido, foi que os contratos considerados foram aqueles assinados a partir do ano 2000. Isto se deve ao fato de que a partir deste período observou-se expressiva tendência de valorização das cotações do petróleo Brent. A segunda, referente à restrição do segmento de perfuração em águas profundas e ultra profundas, foi que apenas os contratos de sondas capazes de operar em lâminas d'água (LDA) superiores a 1.500 metros foram considerados. A motivação para essa escolha reside na forte tendência de crescimento durante o mesmo período nas *dayrates* dos contratos das sondas especializadas neste setor, e a bifurcação em termos absolutos destas taxas em relação àquelas de sondas que operam em águas mais rasas.

² *Dayrates* - termo usado no mercado de petróleo para a remuneração diária recebida durante contrato de operação de sondas de perfuração offshore. Representam os custos arcados pela companhia petroleira com a empresa de perfuração pela prestação de seus serviços em suas concessões.

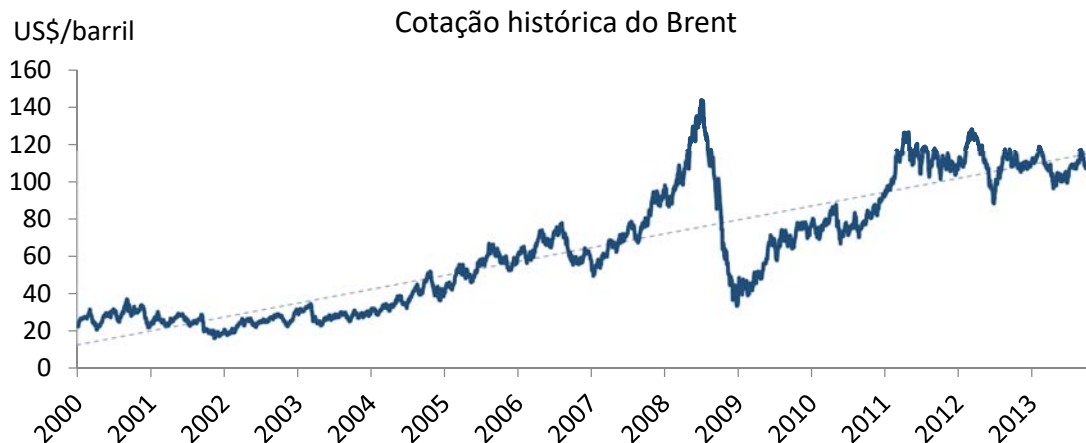


Gráfico 1 – Cotação nominal histórica do Brent em US\$ e tendência linear

Fonte: Bloomberg, 2013.

No Gráfico 1, em novembro de 2001 a cotação do Brent foi a menor do período, US\$16,51/barril, e em julho de 2007 atingiu pico histórico de US\$146,95/barril. O pico de deve principalmente por demandas crescentes de energia na China e Índia, combinada com declínio da oferta de grandes países exportadores, caso do Iraque e Nigéria. No ano de 2013 manteve-se no patamar de US\$110/barril, alinhado com a curva de tendência de crescimento histórico de preços.

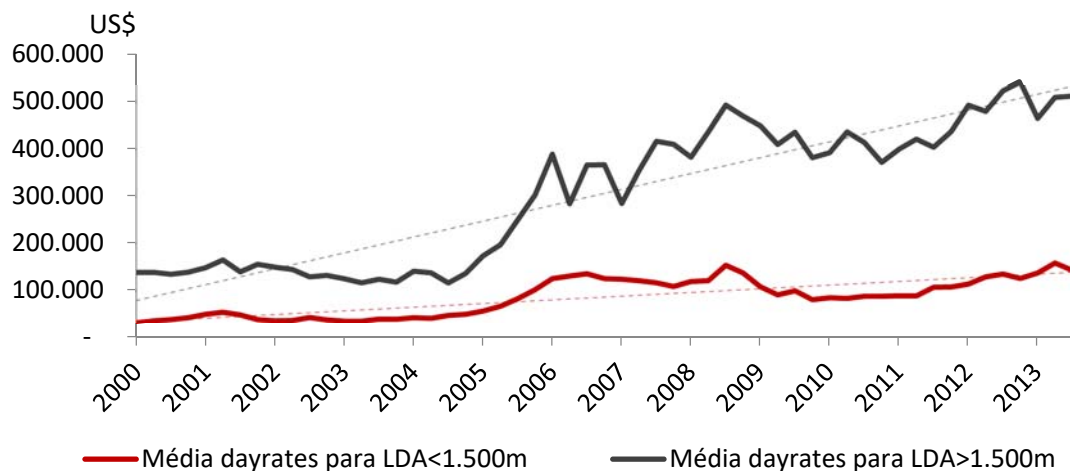


Gráfico 2 – Média trimestral de *dayrates* e tendência linear

Fonte: IHS Petrodata, 2013

A crescente escassez de acumulações de petróleo não exploradas em águas rasas e consequente expansão da fronteira exploratória para águas cada vez mais profundas, explica a bifurcação de preços observada entre os diferentes segmentos do mercado de perfuração, como mostrado no Gráfico 2.

4 DETERMINANTES TÉCNICOS DAS TAXAS DE AFRETAMENTO

Para permitir uma análise da relação entre o Brent e as dayrates das sondas de maneira mais aprofundada do que aquela mostrada na introdução, onde apenas a correlação entre as médias anuais das séries foram consideradas, serão apresentadas no decorrer do trabalho diversas estimações feitas por MQO. A variável dependente dessas regressões foi a taxa diária de afretamento acordada para a operação da sonda entre a petroleira contratante e a empresa de perfuração. As variáveis explicativas foram: cotações do petróleo Brent para períodos selecionados, profundidade de água máxima de operação da sonda, região do mundo na qual a operação ocorreu, idade da sonda na assinatura do contrato e especificidades técnicas explicadas em mais detalhe a seguir.

A inclusão nos modelos destas características técnicas das sondas foi fundamental do ponto de vista estatístico, porque permitiu que a influência destas características sobre as dayrates fosse controlada. Consequentemente, o efeito das cotações do Brent apareceu nas estimações, líquido de possíveis interferências causadas por correlações com tais características. Fortalecendo assim as interpretações dos resultados do modelo.

As especificidades técnicas incluídas nas estimações foram as principais características técnicas determinantes da qualidade e eficiência de operação das sondas, na visão dos agentes no mercado de perfuração. Elas foram:

1. Pressão máxima de operação do *BOP (Blow Out Preventer)*: O BOP é equipamento de segurança indispensável em qualquer trabalho de perfuração por ser responsável por lacrar, controlar e monitorar a pressão de um poço. Ele é instalado no leito marinho, sobre base específica, na fase inicial da perfuração de um poço e entra em ação no caso de um fluxo descontrolado de petróleo vinda da jazida (*kick*). Nesse caso, suas válvulas são fechadas, lacrando o poço, impedindo que o óleo jorre até a superfície (*Blow Out*). Um *Blow Out* geralmente ocasiona na explosão da sonda, causando danos catastróficos à sua equipe, equipamentos e ao meio ambiente. Situação recente mais notória foi o acidente no Golfo do México no poço de Macondo, onde a sonda Deepwater Horizon da Transocean que operava para a petroleira BP, explodiu e afundou, causando a morte de 11

pessoas de sua equipe. Os valores para esta característica são medidos em psi³ e variam de 10.000 a 15.000 nas sondas da amostra.

2. Quantidades de gavetas do BOP: São as válvulas responsáveis por lacrar o poço na ocorrência de um *kick*. Tornaram-se fator determinante na segurança da operação de uma sonda. Os valores variaram de 1 a 7 gavetas entre as sondas da amostra.
3. Presença de *Dynamic Positioning (DP)*: sistema computadorizado automático que mantém a posição da sonda de perfuração durante sua operação. Substitui o uso de âncoras através da propulsão da própria unidade. Dos 1125 contratos na amostra, em 665 a sonda em questão possuía DP.
4. Tipo da sonda: existem dois tipos de sondas que operam em águas com profundidade superiores a 1.500 metros: Navios-Sonda e unidades Semissubmersíveis. Na amostra, 371 contratos assinados foram para navios-sonda e 754 para semissubmersíveis.
5. Presença de *Dual Activity*: Sondas que operam em *dual activity* possuem duas torres de perfuração – que embora não sejam usadas para perfurações simultâneas permitem operações diversas em paralelo, por exemplo, enquanto uma torre opera a perfuração, a outra prepara mais segmentos de tubos de perfuração ou de revestimentos de poços. Além disso, em caso de falha dos sistemas de uma torre, a outra pode assumir a operação. Isso aumenta a rapidez e a confiabilidade da operação da sonda na perfuração do poço. Em 137 contratos da amostra as sondas operavam em *dual activity*.
6. Região onde ocorreu a operação: Destaque para América do Sul, Golfo do México e Oeste da África - chamadas de “Deepwater Triangle⁴”. Foram as regiões que mostraram maior nível de atividade no setor de águas profundas no período em questão, 69,4% dos contratos. Além disso, possuem as maiores projeções de investimentos e demanda por serviços no mercado de perfuração para os próximos anos.

³ Psi – unidade de pressão.

⁴ Deepwater Triangle – expressão em inglês usada para se referir aos principais mercados no setor de perfuração em água profundas internacional, América do Sul, Golfo do México e Oeste da África.

Estimação por MQO

Variável dependente: **Taxa Diária de Afretamento**

	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>razão-t</i>	<i>p-valor</i>	
Profundidade Máxima (m)	19,867	7,25757	2,7374	0,00629	***
Pressão Máxima do BOP (psi)	4,22735	1,40934	2,9995	0,00277	***
Nº de Gavetas do BOP	-7037,72	3076,39	-2,2877	0,02235	**
Cotação do Brent na data do contrato	1152	191,17	6,0261	<0,00001	***
Idade no Contrato	-2013,83	258,702	-7,7843	<0,00001	***
Tipo: Semisubmersível	-5121,76	7023,54	-0,7292	0,46602	
Região: EUA/Golfo do México	-4873,22	6807,39	-0,7159	0,47423	
Região: América do Sul	-19202,7	8849,31	-2,1700	0,03023	**
Região: Oeste da África	-13969	7105,01	-1,9661	0,04955	**
Possui DP	23074,3	8416,2	2,7416	0,00622	***
Opera em Dual Activity	39705,9	8800,57	4,5117	<0,00001	***
Tendência temporal	302,274	20,5018	14,7438	<0,00001	***
Média var. dependente	295310,3	D.P. var. dependente	168265,6		
Soma resíd. quadrados	7,40e+12	E.P. da regressão	83152,01		
R-quadrado	0,940798	R-quadrado ajustado	0,940189		
F(12, 1070)	1416,972	P-valor(F)	0,000000		
Log da verossimilhança	-13786,61	Critério de Akaike	27597,23		
Critério de Schwarz	27657,07	Critério Hannan-Quinn	27619,88		

A escolha da configuração do modelo de estimação com a inclusão de tendência temporal e não inclusão de constante foi feita pelo aumento em aproximadamente 0,2 no coeficiente R-quadrado⁵ em relação ao caso contrário. Esse aumento pode ser interpretado como maior poder explicativo do modelo sob estas condições.

Os valores na coluna de “Coeficiente” medem a sensibilidade de mudanças nas taxas de afretamento causadas pelo aumento em uma unidade de sua respectiva variável explicativa (exemplos: cotação do petróleo Brent, profundidade

⁵ R-quadrado: coeficiente que varia entre 0 e 1, e representa o quanto as variáveis explicativas são capazes de explicar os valores observados da variável dependente no modelo. Quanto maior, maior seu poder explicativo dos dados.

máxima de água de operação). Para o caso da variável ser uma *dummy*⁶, ele representa o quanto a presença de determinado atributo qualitativo das sondas gerou em média de aumento nas dayrates conquistadas pelas sondas que o possuíam (exemplos: contrato assinado para operação na América do Sul, sonda ser do tipo semissubmersível). Para o caso de tendência temporal, representa o quanto das mudanças nas dayrates são explicadas por um fator temporal, que representa tendência de crescimento ou diminuição das dayrates proporcionais à passagem do tempo.

A coluna com os coeficientes p-valor mostra com que probabilidade a influência das variáveis explicativas sobre as dayrates podem na verdade decorrer de fatores externos aos considerados. Ele mostra a probabilidade do coeficiente estar enganado sobre a relação entre as variáveis.

5.1 INTERPRETAÇÕES DOS RESULTADOS DA ESTIMAÇÃO

Para a variável “Profundidade Máxima”, o modelo resultou em um coeficiente positivo, 19,867, e bastante significativo, p-valor < 0,01. Esse coeficiente representa a influência que a profundidade máxima de operação das sondas exerceu sobre a determinação das taxas de afretamento. De acordo com o que a intuição indica, quanto maior for a capacidade de uma sonda de perfurar em lâminas d’água mais profundas, maiores serão as taxas de afretamento conquistadas por ela. Esse resultado reflete um movimento observado na indústria do petróleo onde, principalmente a partir da década de 2000, as fronteiras exploratórias foram se expandindo progressivamente para áreas com profundidades de água cada vez maiores. As sondas mais tecnológicas e capacitadas para esses serviços passaram a ser mais demandadas, o que as tornaram mais escassas e valorizadas no mercado de perfuração, resultando em dayrates maiores. A sensibilidade do coeficiente mostra que para cada metro a mais de capacidade de operação de uma sonda, seu contrato valorizou em US\$19,87 na amostra.

Os resultados obtidos para os coeficientes das características do BOP mostraram resultados nem sempre intuitivos. Para a variável “Pressão Máxima do BOP” o coeficiente foi positivo, 4,22735, e bastante significativo, p-valor < 0,01. Isso reflete a valorização da operação de sondas capazes de operar em acumulações de petróleo com

⁶ Variável *dummy*: também variável explanatória qualitativa; usada para representar a presença ou ausência de determinada característica qualitativa dos indivíduos da amostra. Assume valor 1 para presença e valor 0 para ausência.

maiores níveis de pressão. BOP's que suportam mais pressão operam com maiores níveis de segurança e confiabilidade, e são mais capacitados a lidar com possíveis kicks. A sensibilidade do coeficiente mostra que sondas com BOP's capazes de operar a pressões maiores recebem taxas em média US\$4.227 maiores para cada 1.000 psi adicional.

Os resultados para “Nº de Gavetas do BOP” retornaram um coeficiente negativo, -7037,72, e com grau de significância estatística alta, p-valor < 0,05. Segundo a intuição, esperava-se o contrário. Os BOP's de sondas mais modernas possuem mais gavetas e por isso são considerados mais seguros no mercado. Isso incentivaria que as petroleiras buscassem tais fazendo com que conquistassem dayrates maiores. Esse resultado é provavelmente reflexo de algum excesso de variáveis, ou correlação forte entre elas, por exemplo: pressão máxima do BOP e número de gavetas do BOP.

Os resultados do modelo obtidos para a variável “Cotação do Brent na data do contrato” retornaram um coeficiente positivo, 1152, e extremamente significativo, p-valor < 0,00001. Isso favorece fortemente a interdependência sugerida neste estudo entre os mercados de petróleo e perfuração. Pode-se constatar que a valorização das cotações do petróleo mundial cria incentivos à produção de empresas petroleiras. *Ceteris paribus*⁷, mais óleo significa mais receitas e lucros na sua comercialização. Como já exposto anteriormente, toda cadeia produtiva do petróleo se inicia com a atividade de perfuração, conseqüentemente, no esforço de produzir mais, maior seria a demanda por serviços de perfuração, impulsionando as taxas de afretamento negociadas pela operação de sondas. Outra possível explicação para os resultados é que maiores níveis de preço de petróleo tornaram possível o desenvolvimento de projetos, que antes possuíam custos proibitivos devido às características de suas acumulações, profundidade de água, condições de infraestrutura e até condições climáticas das áreas em que se encontravam. Preços mais altos pelo óleo implicam em receitas maiores fazendo com que o breakeven⁸ desses projetos fosse alcançado. Reside nesse argumento uma justificativa para a expansão das fronteiras exploratórias para águas mais profundas e para ambientes com condições climáticas mais extremas. A exploração dessas novas áreas pressionou a demanda por serviços especializados de perfuração refletindo em um aumento de dayrates.

Para a variável “Idade no contrato”, o modelo resultou em um coeficiente negativo, -2013,83, e extremamente significativo, p-valor < 0,00001. Esse valor

⁷ *Ceteris paribu* - expressão em latim para “tudo mais mantido constante”.

⁸ *Breakeven* - expressão em inglês para o ponto em um plano de negócios onde as receitas passam a igualar os custos de determinado projeto.

representa o quanto o envelhecimento e consequente obsolescência das sondas implicaram na redução das taxas de afretamento conquistadas por elas. O declínio natural dos níveis de produção em reservas desenvolvidas em águas rasas, devido ao que alcance de seu potencial exploratório, forçou o avanço das fronteiras exploratórias para regiões com características geofísicas mais desafiadoras. Durante o período estudado, se fez necessário especial esforço na expansão das fronteiras tecnológicas no mercado de perfuração para busca de novas acumulações. A sensibilidade do coeficiente mostra que para cada ano que uma sonda completou, em média ela recebeu US\$2.125 a menos em seus contratos. Essa relação expressa a intuição de que sondas mais novas estão mais próximas das fronteiras tecnológicas do setor e são mais capazes, mais rápidas e seguras em suas operações, e valorizadas no mercado por isso.

A variável “Tipo: semisubmersível” é uma variável dummy, e representa o quanto ser do tipo semisubmersível implicou em média em mudanças nas dayrates conquistadas por sondas desse tipo. Os resultados apresentaram coeficiente negativo, - 5121,76, porém não significativo no modelo, p-valor = 0,46. A interpretação deste resultado mostra que as de taxas de afretamento conquistadas por sondas de tipos diferentes foram explicadas pelas outras características já consideradas na estimação, possivelmente pela profundidade de operação e idade no contrato. Percebe-se, no entanto, na Tabela 1, notável diferença na média de dayrates conquistados por cada tipo de sonda:

Tipo	Média de Taxas Diárias (US\$)
Semisubmersível	281.623
Navio sonda	346.604

Tabela 1 – Média das taxas diárias dos contratos de perfuração para cada tipo de sonda a partir de 2000, para LDA>1.500m

As variáveis referentes às regiões escolhidas retornaram resultados não muito intuitivos. Para contratos de operações nos EUA e Golfo do México, o coeficiente encontrado foi negativo, -4873,22, e sem significância estatística, p-valor = 0,47. O que indica que o fato das operações terem acontecido nessas regiões pouco explicam as mudanças nas taxas diárias. Para as operações ocorridas na América da Sul e Oeste da África, ambas os coeficientes se mostraram significativos a 5%, p-valor < 0,05, com coeficientes de sensibilidade de -19.202,7 e -13.969 respectivamente. Isso indica que em média os contratos de sondas para operação nestas duas regiões receberam dayrates

menores do que nas demais. O caso da América do Sul retornou resultados pouco intuitivos se comparados com os dados da Tabela 2.

Região	Média de Taxas Diárias (US\$)
EUA/ Golfo do México	275.407
Oeste da África	301.402
América do Sul	335.284
Mundial	303.052

Tabela 2 – Diferenças nas médias de taxas diárias para as regiões escolhidas e média mundial, a partir de 2000, para LDA>1.500m

Os resultados obtidos para a presença de Dynamic Positioning nas sondas, variável “Possui DP”, retornaram um coeficiente positivo, 2.307,4, e altamente significativo, p-valor < 0,01. O sistema DP possibilita que as sondas lidem melhor com as forças de onda, correnteza e vento, oferecendo mais estabilidade do que um sistema de ancoragem convencional. Durante a realização de um poço é fundamental que a sonda mantenha os tubos de perfuração em seu ângulo de operação. A presença de DP implicou em contratos em média com taxas US\$18.230 superiores a sondas semelhantes com outros sistemas de posicionamento. Os dados da Tabela 3 sugerem interpretações na mesma direção.

<i>Dynamic Positioning</i>	Média de Taxas Diárias (US\$)
Possui	341.773
Não Possui	247.077

Tabela 3 – Diferença nas taxas diárias entre sondas que operam e não operam em *Dynamic Positioning*, a partir de 2000, para LDA>1.500m

Os resultados para o caso de sondas que operam em Dual Activity retornaram coeficiente positivo, 39.705,9, e extremamente significativo, p-valor < 0,00001. Esse valor representa o quanto em média a capacidade das sondas de operar com duas torres de perfuração implicou no aumento das taxas de afretamento conquistadas por elas. A realização simultânea de etapas do processo de perfuração agrega agilidade na operação das sondas, além disso, a possibilidade de operar com uma segunda torre de perfuração no caso de falha no sistema da primeira faz com que a operação destas sondas seja mais regulares, capacitadas de lidar com adversidades na operação. Isso faz que estas sondas sejam preferidas pelo mercado. A sensibilidade do coeficiente mostra que sondas

com a presença de *Dual Activity* em média receberam US\$39.705 a mais por seus contratos. Os dados mostrados na Tabela 4 permitem interpretações no mesmo sentido porém em escalas maiores.

<i>Dual Activity</i>	Média de Taxas Diárias (US\$)
Possui	450.924
Não Possui	275.628

Tabela 4 – Diferença nas taxas diárias entre sondas que operam e não operam em *Dual Activity*, a partir de 2000, para LDA>1.500m

5 CORRELAÇÃO ENTRE TAXAS DE AFRETAMENTO E BRENT

A partir dos resultados da estimação apresentada no capítulo anterior para as taxas de afretamento, pôde-se perceber a extrema relevância que as cotações do Brent exerceram em sua determinação no mercado de perfuração. O coeficiente encontrado para a relação entre as variáveis foi positivo e extremamente significativo. A reflexão a respeito da temporalidade que relaciona as duas variáveis será investigada e tratada a seguir.

5.1. INVESTIGAÇÃO SOBRE O HORIZONTE DO BRENT NA DETERMINAÇÃO DAS TAXAS DE AFRETAMENTO

A atividade de perfuração é fundamentalmente etapa preliminar durante todo ciclo produtivo de qualquer acumulação offshore de petróleo. Ele se inicia durante a fase de exploração, onde a perfuração de poços é realizada com o intuito de confirmar estudos sísmicos que apontam possibilidades de reservatórios de hidrocarbonetos. Uma vez que um poço exploratório encontra uma jazida e realiza uma descoberta, a petroleira demanda novas perfurações a serem feitas no prospecto visando delimitar a dimensão das reservas, avaliar as características dos reservatórios, provar a comercialidade de sua produção, dentre outros. Uma vez concluída esta etapa, inicia-se a fase de desenvolvimento do campo. Nela novos poços a serem conectados à unidade de produção serão perfurados em locais estratégicos dos reservatórios e a infraestrutura marítima será instalada. A partir daí inicia-se a fase de produção, que é o estágio mais avançado de um projeto offshore.

Esse caráter preliminar da atividade de perfuração motivou uma investigação sobre o horizonte de influência dos preços do Brent sobre o mercado de perfuração. Se a contratação de serviços de perfuração ocorre anos antes que algum nível de produção comercial seja alcançado, para que as companhias petroleiras obtenham receitas na exploração de seus recursos, é cabível o questionamento, se suas decisões são tomadas com base em suas projeções futuras do preço do óleo ao invés daquele negociado hoje.

Segundo esquema demonstrado no artigo “Explaining Exploration and Production Timelines (Offshore)” do American Petroleum Institute (API), as companhias petroleiras investem milhões de dólares na licitação de áreas para exploração de

hidrocarbonetos sem garantias concretas que os recursos, se existirem, poderão ser extraídos em condições economicamente viáveis. Além disso, os prazos dos contratos de licitação são determinados pela regulação dos governos de onde serão leiloados, e em sua vasta maioria variam de 5 a 10 anos, a depender da distância da costa e infraestrutura, características geológicas do reservatório e complexidade da estrutura produtiva. Uma vez extrapolado este prazo sem que algum nível de produção comercial tenha sido alcançado na concessão, as áreas são devolvidas ao governo, e os gastos com os bônus de assinatura do contrato e todo investimento no projeto serão perdidos pela companhia petroleira.

Como a única maneira de uma petroleira recuperar os investimentos realizados em um projeto de petróleo é a partir do início de sua produção, há um incentivo financeiro significativo para que o desenvolvimento de seus recursos seja feito quanto antes.

Com esse cenário em mente, pode-se pensar em uma janela de tempo “típica” entre o início das atividades de perfuração e o início da produção em determinada concessão de petróleo. Segundo o artigo citado, o tempo médio entre o início de operação de uma sonda e o início da produção comercial em um campo offshore norte-americano varia de 4 a 6 anos, a depender principalmente da profundidade da lâmina d’água da área da operação.

Com base neste raciocínio, é possível imaginar que as decisões tomadas pelas companhias petroleiras a respeito da contratação de serviços de perfuração sejam em parte baseadas em suas expectativas a respeito das cotações do petróleo na época em que esperam iniciar a produção das áreas a receberem os serviços.

5.2 CORRELAÇÕES ENTRE TAXAS DE AFRETAMENTO E BRENT PARA DIFERENTES HORIZONTES

Esta seção se concentrará em comparar os resultados obtidos a partir de novas estimações de dayrates com a inclusão de cotações do petróleo Brent em períodos posteriores a assinatura dos contratos de perfuração. A motivação para essa investigação partiu da exposição feita na seção anterior sobre o horizonte de tempo entre os investimentos realizados em atividade de perfuração e o início da etapa de produção de projetos de petróleo offshore. Espera-se através dos resultados das estimações, entender se durante o processo de decisão das petroleiras a respeito da contratação de serviços de perfuração as projeções e expectativas sobre as cotações futuras do petróleo são mais relevantes do que aquelas na época da assinatura dos contratos de perfuração.

Duas hipóteses teóricas serão feitas. A primeira será a extrapolação para todos os contratos da amostra da janela “típica” de 4 a 6 anos entre o início da operação de uma sonda e o início da produção comercial em um campo offshore. A forte presença global das International Oil Companies⁹ (IOC’s), permite imaginar que existem semelhanças nas etapas operacionais dos projetos de petróleo mundiais, permitindo algum grau de padronização pelo menos do ponto de vista da atuação das petroleiras. A segunda, será que no limite as projeções dos preços futuros das companhias petroleiras tenham se concretizado. Isso permitirá que as cotações efetivas do petróleo Brent para determinada data sejam usadas nas regressões como as expectativas das petroleiras a seu respeito em períodos anteriores.

Na primeira regressão desta seção a variável explicativa referente ao Brent foi a média de suas cotações no ano da assinatura do contrato:

Estimação por MQO

Variável dependente: **Taxa Diária de Afretamento**

	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>razão-t</i>	<i>p-valor</i>	
Profundidade Máxima (m)	24,8525	7,61163	3,2651	0,00113	***
Pressão Máxima do BOP (psi)	1,30621	1,46231	0,8933	0,37192	
Idade no Contrato	-5536,68	3230,67	-1,7138	0,08686	*
Nº de Gavetas do BOP	-1657,73	269,972	-6,1404	<0,00001	***
Tipo: Semisubmersível	-806,285	7372,8	-0,1094	0,91294	
Região: EUA/Golfo do México	-4545,43	7157,86	-0,6350	0,52555	
Região: América do Sul	-25085,7	9241,22	-2,7145	0,00674	***
Região: Oeste da África	-16179,9	7470,53	-2,1658	0,03054	**
Possui DP	22464	8848,7	2,5387	0,01127	**
Opera em Dual Activity	47204,2	9219,87	5,1198	<0,00001	***
Média do Brent no ano do contrato	3948,31	93,1732	42,3760	<0,00001	***

Média var. dependente	295310,3	D.P. var. dependente	168265,6
Soma resíd. Quadrados	8,18e+12	E.P. da regressão	87418,30
R-quadrado	0,934506	R-quadrado ajustado	0,933894
F(11, 1071)	1389,237	P-valor(F)	0,000000

⁹ *Internacional Oil Companies* – expressão em inglês para se referir às grandes companhias de petróleo mundial que possuem operações em diversos países.

Log da verossimilhança	-13841,26	Critério de Akaike	27704,51
Critério de Schwarz	27759,37	Critério Hannan-Quinn	27725,28

Os resultados do modelo obtidos para a média do Brent no ano da assinatura do contrato retornaram um coeficiente positivo, 3948,31, e extremamente significativo, p -valor < 0,00001. Em relação ao modelo anterior que considerava a cotação do Brent apenas no dia da assinatura, ambos os coeficientes foram altamente significativos, porém aquele referente ao impacto da média dos preços no ano do contrato foi quase quatro vezes maior. Isso permite inferir que as flutuações de curto prazo no mercado de petróleo influenciaram menos nas negociações entre petroleiras e empresas de perfuração na determinação das taxas diárias do que as tendências de preços no médio prazo. A sensibilidade mostra que para cada dólar que a média do Brent no ano da assinatura de um contrato valorizou, uma sonda recebeu em média R\$3.948 a mais por sua operação. O valor encontrado para o coeficiente R-quadrado indica ótimo ajustes do modelo aos dados, onde 93,4% das mudanças em *dayrates* puderam ser explicadas pelas variáveis incluídas no modelo.

Na segunda regressão foi usada a média do Brent no ano posterior ao da assinatura dos contratos de perfuração:

Estimação por MQO

Variável dependente: **Taxa Diária de Afretamento**

	<i>Coeficiente</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>razão-t</i>	<i>p-valor</i>	
Profundidade Máxima (m)	43,6612	9,36493	4,6622	<0,00001	***
Pressão Máxima do BOP (psi)	-2,09131	1,81056	-1,1551	0,24834	
Nº Gavetas do BOP	-2786,92	3949,37	-0,7057	0,48056	
Idade no contrato	-1621,35	339,924	-4,7698	<0,00001	***
Tipo: semissubmersível	6250,28	9196,91	0,6796	0,49691	
Região: EUA/Golfo do México	-2953,12	8955,5	-0,3298	0,74165	
Região: América do Sul	3614,44	11357,3	0,3182	0,75036	
Região: Oeste da África	-12234,1	9317,34	-1,3131	0,18946	
Possui DP	13337,4	10857,5	1,2284	0,21958	
Opera em Dual Activity	56979	11595,1	4,9140	<0,00001	***
Média Brent 1 anos após contrato	3382,24	120,925	27,9698	<0,00001	***
Média var. dependente	283159,2	D.P. var. dependente	164138,0		

Soma resíd. Quadrados	1,12e+13	E.P. da regressão	105157,2
R-quadrado	0,897858	R-quadrado ajustado	0,896846
F(11, 1009)	806,3108	P-valor(F)	0,000000
Log da verossimilhança	-13236,26	Crítério de Akaike	26494,53
Crítério de Schwarz	26548,73	Crítério Hannan-Quinn	26515,11

Os resultados obtidos pelo modelo encontraram coeficiente positivo, 3382,24, e extremamente significativo, $p\text{-valor} < 0,00001$, para o Brent novamente. Diferenças em relação à estimação passada é que seu valor foi um pouco menor associado a erro padrão maior, e menos variáveis foram estatisticamente significativas. N° de gavetas no BOP, as dummies de região para América do Sul e Oeste da África, e operação em DP, retornaram p-valores elevados, todos $> 0,18$. Isso possivelmente refletiu na pequena redução do poder explicativo da regressão, que apresentou R-Quadrado de 0,89, piorando o ajuste do modelo na explicação dos dados da amostra em relação ao modelo passado. A sensibilidade mostra que para cada dólar que a média do Brent no ano posterior ao da assinatura de um contrato valorizou, uma sonda recebeu em média R\$3.382 a mais por sua operação.

Na terceira regressão foi usada a média do Brent de dois anos após a data de assinatura dos contratos:

Estimação por MQO

Variável dependente: **Taxa Diária de Afretamento**

	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>razão-t</i>	<i>p-valor</i>	
Profundidade Máxima (m)	48,8717	10,2663	4,7604	<0,00001	***
Pressão Máxima do BOP (psi)	-2,33701	2,0121	-1,1615	0,24575	
Idade no contrato	-4810,78	4168,09	-1,1542	0,24872	
N° Gavetas do BOP	-1629,73	372,453	-4,3757	0,00001	***
Tipo: semisubmersível	66,2558	10063,6	0,0066	0,99475	
Região: EUA/Golfo do México	-16473,5	9720,33	-1,6947	0,09046	*
Região: América do Sul	-458,852	12279,8	-0,0374	0,97020	
Região: Oeste da África	-16172,4	10301,5	-1,5699	0,11678	
Possui DP	-953,657	11693,6	-0,0816	0,93502	
Opera em Dual Activity	47725,8	12967,6	3,6804	0,00025	***
Média Brent 2 anos após contrato	3289,01	143,978	22,8438	<0,00001	***

Média var. dependente	295310,3	D.P. var. dependente	168265,6
Soma resíd. Quadrados	8,78e+12	E.P. da regressão	90520,63
R-quadrado	0,929775	R-quadrado ajustado	0,929119
F(11, 1071)	1289,085	P-valor(F)	0,000000
Log da verossimilhança	-13878,99	Critério de Akaike	27779,98
Critério de Schwarz	27834,83	Critério Hannan-Quinn	27800,75

Os resultados do modelo para a variável referente ao Brent mostram coeficiente positivo, 3289,01, e extremamente significativo, p-valor<0,00001, retornando em níveis muito semelhantes àquele encontrados com o modelo passado. Uma diferença entre esses modelos foi entre as demais variáveis explicativas, onde ocorreu a inversão da significância estatística entre Idade no contrato e N° Gavetas do BOP. O ajuste do modelo aos dados foi próximo ao da estimação com a média anual da data do contrato, R-Quadrado de 0,92. A sensibilidade mostra que para cada dólar que a média anual do Brent de dois anos após a data de assinatura valorizou, uma sonda recebeu em média R\$3.289 a mais por sua operação.

Regressão com a média anual do Brent de três anos após a data da assinatura do contrato:

Estimação por MQO

Variável dependente: **Taxa Diária de Afretamento**

	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>razão-t</i>	<i>p-valor</i>	
Profundidade Máxima (m)	64,7431	12,4538	5,1987	<0,00001	***
Pressão Máxima do BOP (psi)	-3,64121	2,39102	-1,5229	0,12818	
Idade no contrato	-4645,91	4816,1	-0,9647	0,33500	
N° Gavetas do BOP	-1080,54	442,626	-2,4412	0,01485	**
Tipo: semisubmersível	11856,1	11597,4	1,0223	0,30694	
Região: EUA/Golfo do México	-7898,36	11447,7	-0,6900	0,49042	
Região: América do Sul	17807,6	14758,4	1,2066	0,22793	
Região: Oeste da África	-13451,3	12163,9	-1,1058	0,26912	
Possui DP	-18996,6	13752,9	-1,3813	0,16757	
Opera em Dual Activity	99892,4	15200,7	6,5716	<0,00001	***
Média Brent 3 anos após contrato	2394,22	164,3	14,5722	<0,00001	***

Média var. dependente	243886,8	D.P. var. dependente	148568,9
Soma resíd. quadrados	1,17e+13	E.P. da regressão	119156,4

R-quadrado	0,828143	R-quadrado ajustado	0,826055
F(11, 823)	360,5334	P-valor(F)	9,2e-306
Log da verossimilhança	-10925,81	Critério de Akaike	21873,62
Critério de Schwarz	21925,61	Critério Hannan-Quinn	21893,55

Os resultados do modelo para a variável referente ao Brent retornaram coeficiente positivo, 2394,22, com extrema significância estatística, $p\text{-valor} < 0,00001$. Observa-se no entanto que dos quatro modelos feitos nesta seção, o valor do coeficiente foi relativamente menor do que aquelas para cotações do Brent mais próximas à data de assinatura do contrato. As variáveis explicativas relevantes foram as mesmas da estimação passada. Ocorreu uma piora relevante do ponto de vista do ajuste do modelo aos dados, onde o coeficiente R-Quadrado retornou 0,82. Isso significa piora do poder explicativo do modelo em aproximadamente 10% se comparado àquelas estimações que usaram Brent mais próximo ao contrato. A sensibilidade mostra que para cada dólar que a média anual do Brent de três anos após a data de assinatura valorizou, uma sonda recebeu em média R\$2.394 a mais por sua operação.

Regressão com a média anual do Brent de quatro anos após o ano da assinatura do contrato:

Estimação por MQO

Variável dependente: **Taxa Diária de Afretamento**

	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>razão-t</i>	<i>p-valor</i>	
Profundidade Máxima (m)	76,591	13,6	5,6317	<0,00001	***
Pressão Máxima do BOP (psi)	-6,76167	2,62295	-2,5779	0,01013	**
Idade no contrato	-507,334	5096,25	-0,0996	0,92073	
Nº Gavetas do BOP	-253,831	474,631	-0,5348	0,59295	
Tipo: semisubmersível	20640,8	12767,3	1,6167	0,10636	
Região: EUA/Golfo do México	-2969,92	12440,3	-0,2387	0,81138	
Região: América do Sul	28307,4	16184,6	1,7490	0,08068	*
Região: Oeste da África	-95,7234	13185	-0,0073	0,99421	
Possui DP	-14290,8	14845,8	-0,9626	0,33604	
Opera em Dual Activity	80954,5	17504,6	4,6248	<0,00001	***
Média Brent 4 anos após contrato	1886,03	180,644	10,4406	<0,00001	***
Média var. dependente	232051,1	D.P. var. dependente	145152,6		
Soma resíd. quadrados	1,19e+13	E.P. da regressão	124689,9		

R-quadrado	0,795329	R-quadrado ajustado	0,792661
F(11, 767)	270,9533	P-valor(F)	1,8e-255
Log da verossimilhança	-10227,12	Critério de Akaike	20476,25
Critério de Schwarz	20527,47	Critério Hannan-Quinn	20495,95

Os resultados do modelo para a variável referente ao Brent de quatro após o contrato retornaram coeficiente positivo, 1886,03, e extremamente significante estatisticamente, $p\text{-valor} < 0,00001$. Esse valor foi o menor entre os outros das demais estimações feitas, e foi o que apresentou maior erro padrão em relação ao valor do coeficiente. Analisando os resultados do ponto de vista do ajuste do modelo aos dados, o coeficiente R-Quadrado retornou o valor mais baixo até aqui, 0,79. É evidente a perda de poder explicativo do modelo em relação àqueles estimações que usaram o Brent mais próximo ao contrato. A sensibilidade mostra que para cada dólar que a média anual do Brent de quatro anos após a data de assinatura valorizou, uma sonda recebeu em média R\$1.886 a mais por sua operação.

Regressão com a média anual do Brent de cinco anos após o ano da assinatura do contrato:

Estimação por MQO

Variável dependente: **Taxa Diária de Afretamento**

	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>razão-t</i>	<i>p-valor</i>	
Profundidade Máxima (m)	62,117	12,5246	4,9596	<0,00001	***
Pressão Máxima do BOP (psi)	-7,67276	2,43892	-3,1460	0,00172	***
Idade no contrato	-5625,19	4630,24	-1,2149	0,22480	
Nº Gavetas do BOP	-1221,41	438,906	-2,7828	0,00553	***
Tipo: semissubmersível	-988,921	11625,6	-0,0851	0,93223	
Região: EUA/Golfo do México	553,798	11367,8	0,0487	0,96116	
Região: América do Sul	12276,2	15015,1	0,8176	0,41386	
Região: Oeste da África	-14218	12162,3	-1,1690	0,24277	
Possui DP	-22214,6	13639,6	-1,6287	0,10381	
Opera em Dual Activity	70097	16101,7	4,3534	0,00002	***
Média Brent 5 anos após contrato	2950,5	181,518	16,2546	<0,00001	***

Média var. dependente	223508,2	D.P. var. dependente	141009,1
Soma resíd. Quadrados	8,94e+12	E.P. da regressão	110444,0
R-quadrado	0,827860	R-quadrado ajustado	0,825512

F(11, 733)	320,4703	P-valor(F)	2,6e-271
Log da verossimilhança	-9689,674	Critério de Akaike	19401,35
Critério de Schwarz	19452,08	Critério Hannan-Quinn	19420,90

Os resultados obtidos para o Brent pelo último modelo encontraram coeficiente positivo, 2950,5, e extremamente significativo, p-valor<0,00001. Em relação à estimação passada seu valor foi maior e erro padrão relativo ao coeficiente menor, além disso os níveis de ajustamento do modelo retornaram ao níveis de 0,82. Porém se comparada às demais estimações o poder explicativo do modelo ainda ficou muito aquém daquele encontrado quando as cotações do Brent usadas foram mais próximas as datas dos contratos. A sensibilidade mostra que para cada dólar que a média do Brent de cinco anos após a assinatura de um contrato valorizou, uma sonda recebeu em média R\$2.950 a mais por sua operação.

Média do Brent	Coefficiente	Erro Padrão	R-Quadrado
Ano do contrato	3948	93	0,93
1 ano após o contrato	3382	120	0,89
2 anos após o contrato	3289	144	0,92
3 anos após o contrato	2394	164	0,82
4 anos após o contrato	1886	180	0,79
5 anos após o contrato	2950	181	0,82

Tabela 5 – Principais coeficientes das estimação com as cotações do Brent posteriores às datas de assinatura dos contratos

Através da comparação dos resultados das diversas regressões de taxas diárias usando as médias anuais posteriores das cotações do petróleo Brent, percebe-se que os resultados encontrados contrariam o raciocínio desenvolvido neste capítulo sobre o horizonte de influência do Brent na determinação das taxas diárias do mercado de perfuração. Pensando nos coeficientes, seu maior valor ocorreu para a média das cotações no ano da assinatura dos contratos, 3948, além disso, foi aquele com o menor erro padrão dentre as estimações, 93. A comparação pelo coeficiente R-Quadrado mostra que a estimação com maior poder explicativo sobre as *dayrates* também foi aquela com as médias das cotações mais próximas em relação à data de assinatura dos contratos.

O que isso mostra é que apesar do caráter preliminar da atividade de perfuração durante o ciclo produtivo de reservas *offshore*, e de haver uma janela considerável de tempo entre o início das atividades exploratórias de um projeto de petróleo e o início de sua produção comercial, a cotação do Brent mais influente sobre as

negociações de taxas de afretamento de petroleiras com empresas de perfuração é aquele vigente na época da assinatura do contrato.

Existem diversas justificativas plausíveis para esse resultado. Uma bastante intuitiva baseia-se na existência de incerteza em qualquer projeção. Sempre existirá algum desvio entre as expectativas para os preços futuros do petróleo das companhias petroleiras e o preço futuro efetivo. Infinitos são os choques da economia mundial que podem impactar o mercado de petróleo e desviar os preços futuros daqueles que eram esperados. Se a determinação de *dayrates* for baseada principalmente em expectativas futuras de preços muito distantes dos correntes, as empresas estarão mais expostas ao risco que choques externos venham a influenciar na lucratividade de seus projetos.

Outra justificativa para o resultado encontrado se baseia em uma tendência que ocorreu durante a maior parte da década de 2000: as projeções de preços de petróleo foram sempre crescentes. Com isso, uma vez que a cotação corrente do petróleo atingisse o ponto de *breakeven* de um determinado projeto, a tendência seria que quando ele atingisse a fase de produção comercial a companhia petroleira estaria lucrando, uma vez que as receitas com a venda do óleo tinham previsões de crescimento. Dadas as condições favoráveis da economia mundial ao negócio de petróleo *offshore*, os planos de negócios que usassem os níveis correntes de preço como projeção adotariam uma postura conservadora na análise de projetos do petróleo, fortalecendo as relações próximas entre cotações do Brent e determinação de *dayrates* de perfuração.

Uma outra abordagem se baseia na ideia de que as expectativas sobre os preços futuros do Brent são variáveis que de alguma maneira influenciam nas negociações correntes do mercado de petróleo. Assim as cotações consolidadas hoje trazem embutidas informações sobre a influência que as expectativas das petroleiras exercem sobre o mercado de petróleo como um todo. Isso permite pensar que os preços consolidados correntes do Brent sejam os mais relevantes no processo de tomada de decisão da indústria de petróleo, uma vez que as projeções e expectativas já se fazem sentir hoje através deles.

6 CONCLUSÕES

Através da exposição dos resultados encontrados com as estimações feitas para *dayrates* pôde-se confirmar que as cotações do petróleo Brent na explicação das dinâmicas de preços do mercado de perfuração offshore de águas profundas durante a década de 2000 foram de extrema relevância estatística.

O primeiro foco deste trabalho, foi de entender de forma geral os principais determinantes na negociação de *dayrates*. A inclusão nas estimações das principais características técnicas das sondas, além das cotações do Brent, permitiu um entendimento mais amplo sobre os diversos fatores que afetam uma negociação de contrato de perfuração *offshore*. O controle individual da influência que cada variável explicativa considerada no modelo permitiu que as relações entre *dayrates* e Brent fossem medidas com menos interferência e que o coeficiente positivo, 1152, e extremamente significativo do ponto de vista estatístico, $p\text{-valor} < 0,00001$, fornece interpretações mais robustas. O resultado encontrado comprovou a forte interdependência entre os mercados de petróleo e perfuração, mostrando que o Brent foi uma das variáveis mais influentes na determinação de *dayrates* na amostra.

Dando continuidade aos resultados obtidos na discussão anterior, buscou-se investigar a respeito da discussão realizada sobre o horizonte típico de tempo entre os gastos com investimentos realizados em atividade de perfuração e o início da etapa de produção de projetos de petróleo offshore, se durante o processo de decisão a respeito da contratação de serviços de perfuração das petroleiras, suas expectativas e projeções sobre as cotações futuras do petróleo são mais relevantes do que aquelas na época da assinatura dos contratos de perfuração.

Os resultados obtidos através das estimações dos modelos usando as médias anuais do Brent para os anos posteriores à data de assinatura dos contratos de perfuração contrariou esta ideia. Os coeficientes para a influência do Brent foram maiores e mais relevantes quanto mais próximo cronologicamente ao período da assinatura dos contratos ele estava. Isso comprovou que independente do atividade de perfuração ocorrer principalmente nos 5 anos antes do início da produção comercial de algum campo *offshore*. A cotação do Brent mais influente sobre as negociações de taxas de afretamento de petroleiras com empresas de perfuração é aquele vigente na época da assinatura do contrato.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American Petroleum Institute (2011): '*Explaining Exploration and Production Timelines (Offshore)*'

Kimel, M. (2011): '*The Effect of Oil Prices on Oil Drilling in the U.S.*'

Cisse, O. (2007) '*How Do Crude Oil Prices Affect The Rig Industry?*'

Ramcharran, H. (2002): '*Oil production responses to price changes: an empirical application of the competitive model to OPEC and Non-OPEC countries*', Energy Economics 24

Davis, L. & Knight R., (2010): '*Drilling Rig Demand & Activity: An Infield Systems Whitepaper on the Global Offshore Rig Market*'

Kailing, Timothy D. (2008): '*An Analysis of the Relationship of Oil Drilling and Production*'

Guerra, S. (2008): '*Long Run Relationship Between Oil Prices and Aggregate Oil Investment: Empirical Evidence*'

Skjerpen, T (2004): '*Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation*'

8. ANEXO

Parte da base de dados de contratos *offshore* da IHS com manipulações do Brent.

Tipo	LDA (m)	Data do contrato	Região	Dayrate	DP	BOP WP Max (psi)	Idade no contrato	Dual Activity	Total Gavetas BOP	Brent no contrato	Média do Brent no período escolhido
Semisubmersible	2286	01/mai/00	W Africa	185000	Y	15000	1	N	4	23,79	28,16
Drillship	3048	07/mar/01	W Africa	170500	Y	15000	1	N	4	25,91	24,55
Semisubmersible	1676	15/mar/01	US GOM	117500	N	15000	13	N	4	23,37	23,65
Drillship	2134	01/mai/01	US GOM	140000	Y	10000	26	N	3	27,31	23,65
Drillship	2469	01/mai/01	US GOM	185000	Y	15000	2	N	5	27,31	23,65
Drillship	2499	29/mai/01	NW Europe	192000	Y	15000	1	Y	5	29,11	23,65
Semisubmersible	1676	02/mai/02	US GOM	70000	N	15000	29	N	4	25,73	25,12
Semisubmersible	1676	22/mai/02	US GOM	62500	N	15000	14	N	4	24,32	25,12
Semisubmersible	1829	31/mai/02	US GOM	90000	N	15000	17	N	4	23,87	25,12
Semisubmersible	1646	31/mai/02	NW Europe	190000	N	15000	16	N	6	23,87	25,12
Semisubmersible	1981	15/jun/02	SE Asia	177500	N	15000	29	N	1	23,97	25,12
Semisubmersible	2286	17/jun/02	W Africa	190000	Y	15000	1	N	6	24,69	25,12
Drillship	3048	24/jun/02	W Africa	153450	Y	15000	2	N	4	24,99	27,81
Semisubmersible	2286	15/ago/02	S America	110000	Y	10000	1	N	4	26,66	25,12
Drillship	2134	20/ago/02	S America	100000	Y	15000	25	N	5	27,63	25,12
Drillship	2499	09/out/02	NW Europe	180000	Y	15000	2	Y	5	28,29	25,12
Semisubmersible	1676	14/out/02	US GOM	65000	N	15000	30	N	4	28,56	25,12
Semisubmersible	1524	15/out/02	W Africa	100000	N	15000	27	N	4	28,66	25,12
Semisubmersible	2012	15/out/02	US GOM	85000	N	15000	3	N	4	28,66	25,12
Drillship	2499	11/nov/02	NW Europe	200000	Y	15000	2	Y	5	23,86	25,12
Drillship	3048	15/nov/02	W Africa	179000	Y	15000	2	N	4	23,33	25,12
Drillship	1829	04/set/03	W Africa	185100	Y	15000	4	N	4	27,49	29,41
Drillship	3048	12/set/03	W Africa	179100	Y	15000	3	N	4	26,52	29,41
Semisubmersible	2286	18/set/03	W Africa	181400	Y	15000	2	N	6	25,56	29,41
Semisubmersible	1676	18/set/03	US GOM	55000	N	15000	15	N	4	25,56	29,41
Semisubmersible	1646	06/out/03	NW Europe	45000	N	15000	17	N	6	29,75	29,41
Semisubmersible	2286	14/set/04	W Africa	190000	Y	15000	5	N	4	41,34	38,95