

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

DIFICULDADE NO TRATAMENTO DO ÓLEO: UM DESAFIO À PRODUÇÃO INDEPENDENTE EM BACIAS TERRESTRES

AUTORES:

Alana Sousa Almeida, Alberto Rodamilans Freire de Carvalho, Gisele Ferreira Tiriyaki e Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha

INSTITUIÇÃO:

UNIFACS - Universidade Salvador

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

DIFICULDADE NO TRATAMENTO DO ÓLEO: UM DESAFIO À PRODUÇÃO INDEPENDENTE EM BACIAS TERRESTRES

Abstract

Since 1997, the Brazilian state has acted as market regulator agent through Law 9478 that created the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP). The main purpose of this legislation was the changing of patterns in the exploration and production, allowing the insertion of new private entrants acting as dealers for the exploration, production, import and export of oil and natural gas, that was until then the Brazilian state monopoly. Thus, fields considered not commercially attractive for large companies, due to the declining production of shells over their productive lives, came to be auctioned by encouraging the entry of new producers in mature basins and areas of marginal accumulations, mainly in the state of Bahia. One of the major challenges facing the new operators refers to the sale of oil and gas extracted, since they do not have structure and capacity for analyzing, processing and refining. This article aims to identify alternatives that allow for the marketing of oil production from new producers in mature fields and areas of marginal accumulations in the onshore basins of the state of Bahia, assessing and suggesting changes to the existing regulatory model.

Keywords: mature fields; marginal accumulations; new producers; marketing.

Introdução

A história do petróleo no Brasil tem origem no estado da Bahia em 1939, quando o primeiro poço terrestre foi perfurado em Lobato e, até a década de 70, a exploração de petróleo no país teve por foco campos *onshore*. Daí em diante, o sucesso nas descobertas de novas acumulações de petróleo e de gás natural, através de recordes constantes em volume, em águas profundas e ultraprofundas, distanciou cada vez mais a pesquisa por petróleo em campos terrestres: em 25 anos de exploração em áreas marítimas foram descobertas reservas de petróleo e de gás natural cerca de 14 vezes maiores do que em mais de 60 anos de prospecção em terra (LIMA, 2008).

O Brasil, durante a década de 90, iniciou a modelagem de uma nova estrutura de atuação e participação do Estado na cadeia produtiva industrial e de infra-estrutura, que passou a atuar como agente regulador do mercado e, através da Lei N^o 9478/1997¹, criou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A mesma legislação teve como principal objetivo alterar o modelo de exploração e produção (E&P), permitindo que empresas privadas também participassem como concessionárias das atividades de exploração, produção, importação e exportação de petróleo e de gás natural, atividades que eram monopólio da União, através da PETROBRAS, até então.

Desde a sua implantação, a ANP é responsável por promover as rodadas de licitação em áreas das 29 bacias sedimentares do país. A primeira rodada de licitações foi realizada em 1999, denominada Rodada Zero, que ratificou os direitos da PETROBRAS na forma de contratos de concessão, conforme a Lei do Petróleo, sobre 115 blocos exploratórios e áreas em desenvolvimento em que a empresa houvesse realizado investimentos. Desde então, as rodadas vêm sendo promovidas anualmente, sendo a última ocorrida em 2008, a 10^a Rodada de Licitações de Petróleo e Gás Natural. A desverticalização da cadeia do petróleo permitiu também o leilão de campos considerados comercialmente não atraentes para as empresas de grande porte, como a PETROBRAS, devido à grande queda de produção dos reservatórios, ao longo de sua vida produtiva, em especial, a dos campos localizados nas bacias sedimentares terrestres. E novos entrantes de pequeno e médio porte na atividade de E&P de petróleo e de gás passaram a ser conhecidos como produtores independentes.

¹ Também conhecida como a Lei do Petróleo.

Mesmo após a descoberta da província do pré-sal, não se pode abdicar do fortalecimento da exploração *onshore* no país, diante dos benefícios sociais e econômicos trazidos às regiões produtoras de petróleo e de gás em terra. As empresas independentes promovem a geração de empregos e qualificação de mão-de-obra local, aceleram o comércio regional, estimulam a demanda por bens e serviços, além de gerar *royalties*² para os estados e municípios. O estímulo a entrada dos produtores independentes vem ao mesmo tempo, solidificar o conhecimento das bacias sedimentares terrestres do país e, assim, valorizar a exploração de campos já descobertos, proporcionando a dilatação do seu período em produção. Na Bahia, hoje, há dezessete campos em produção em bacias maduras e acumulações marginais de petróleo e de gás natural concedidos por leilão a onze empresas de pequeno e médio porte, além do campo-escola³ Quiambina operado pela UFBA.

Conforme Portaria Nº 279/2003, são considerados campos marginais de petróleo aqueles campos que produzem predominantemente petróleo, cuja produção à época do contrato não ultrapasse 500 barris diários e cuja última previsão de produção, aprovada pela ANP, não ultrapasse esse limite. Já os campos marginais de gás natural são definidos como aqueles campos que produzem predominantemente gás natural não associado, cuja produção à época do contrato não ultrapasse 70.000 metros cúbicos diários de gás não associado e cuja última previsão de produção aprovada pela ANP também não ultrapasse esse limite. Caso não haja infraestrutura próxima, a até 10 quilômetros de distância, para o escoamento do gás produzido, o limite para efeito da definição de campo marginal de gás natural passará de 70.000 para 150.000 metros cúbicos diários de gás não associado.

De acordo com Prates (2004), um campo marginal é todo e qualquer campo produtor de petróleo e/ou gás natural, em geral de pequeno porte, cuja lucratividade, para o operador atual, encontre-se no limiar da inviabilidade econômica e cujos investimentos necessários ao incremento da produção já não coincidam com os objetivos e escala de tal operador. Logo, se conclui que a definição de campo marginal é um conceito intimamente associado a um campo produtor com um Valor Presente Líquido (VPL) baixo e a exaustão econômica, devido ao nível de maturidade do campo, é um dos fatores que determinam que o projeto esteja no limite da sua economicidade. Além disso, a estratégia do concessionário, a pequena produção ou reserva, questões técnicas associados com processos de produção, e ainda a ausência ou dificuldade de acesso a estruturas de processamento e ao mercado consumidor afetam os retornos do investimento em bacias maduras e áreas de acumulações marginais.

O marco regulatório definido em 1997 favoreceu a inserção de novas empresas privadas no setor de exploração e produção (*upstream*) de petróleo e de gás natural, entretanto o mesmo não ocorreu para outras etapas da cadeia, como o refino, processamento, transporte e armazenamento (*midstream*). Um dos grandes desafios enfrentados pelos novos produtores refere-se à venda do óleo e gás encontrado, uma vez que não possuem estrutura e capacidade de análise, tratamento e refino. Mais ainda, existem grandes dificuldades de acesso às informações geológicas, geofísicas e de produção do campo adquirido, a falta de mão-de-obra capacitada local, mercado incipiente de serviços a baixo custo, volatilidade do preço do óleo, investimento em tecnologias e mecanismos para manter ou elevar o fator de recuperação do óleo e do gás do campo, além da carência de uma política de cobrança de tributos e *royalties* que estimulem a entrada dos novos agentes.

Por, em sua maioria, os produtores independentes não possuem essa estrutura para o tratamento e especificação do petróleo que atendam as condições mínimas estabelecidas na Portaria Conjunta

² Compensação financeira devida ao Estado pelas concessionárias produtoras de petróleo e gás natural. Parte dessa arrecadação recolhida mensalmente é repassada aos estados e municípios de acordo com os critérios definidos em legislação.

³ O Projeto Campo-Escola é uma parceria entre a ANP e duas universidades federais, a UFBA e a UFRN, para reativação de pequenos campos abandonados, com o objetivo principal de apresentar a viabilidade econômica de pequenas empresas petrolíferas operarem campos marginais.

ANP/INMETRO Nº 01/2000, durante a comercialização do petróleo há desvalorização do produto, sendo assim descontado valores correspondentes a compra do insumo em sua forma bruta, ou seja, contendo água e sedimentos (BSW - *Basic Sediments and Water*), além dos custos do uso das instalações de tratamento de terceiros e de transporte da área de produção ao ponto de venda. Este trabalho propõe-se a identificar alternativas que viabilizem a comercialização da produção do petróleo proveniente dos novos produtores em campos maduros e áreas de acumulações marginais nas bacias terrestres do estado da Bahia, avaliando e sugerindo alterações no modelo regulatório vigente.

Metodologia

2.1. Levantamento de documentações e execução de entrevistas

Para desenvolvimento deste artigo foi efetuada revisão bibliográfica e eletrônica de livros e artigos pertinentes a exploração e produção de petróleo no estado da Bahia. Posteriormente foi feito o levantamento das legislações e portarias intrínsecas ao tema, dentre as principais ressaltam-se: a Lei Nº 9478/97, a Portaria Conjunta ANP/INMETRO Nº 01/2000 e a Portaria ANP Nº 279/2003.

Em seguida, foi realizada entrevista com especialistas e novos produtores a fim de obter informações sobre as dificuldades encontradas para comercialização da produção do petróleo, características técnicas do campo, o método de tratamento adotado antes da venda da produção e as perspectivas para o nascente mercado em que estão inseridos. Entre os entrevistados se pode citar: Amauri Amaral (Cheim), Claudio Goraieb (Severo Villares), Ervin Bobel (Alvorada Petróleo e Cheim), José Carlos Martins (JCM Consultoria), Luiz Eraldo (PETROBRAS), Nelson Ludwig (ANP) e Wards Fogagnoli (UNIFACS). Foi também efetuada a participação no evento *Brazil Onshore*, em 2008, presenciando depoimentos de dirigentes da Associação das Empresas Produtoras de Petróleo e Gás Natural Extraídos de Campos Marginais do Brasil (APPOM) e da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP). Finalmente, foi efetuada análises, discussão e estudos das informações obtidas.

2.2. Levantamento dos produtores independentes e seus respectivos campos em operação

Para identificar os produtores independentes atuantes na Bahia e os campos maduros e áreas de acumulações marginais em produção, foi feito levantamento de documentações provenientes do site da ANP, conforme apresentado na Tabela 1. Para este fim, foi necessário efetuar a combinação de dois arquivos contidos no site da ANP: a planilha “Campos em fase produção - Última atualização 31/12/2008” e planilha “Produção dos Campos Produtores Terrestres para Apuração de Royalties - Mês de Crédito Maio/2009”.

Para confecção da Tabela 1 foram excluídos: (1) todos os campos marítimos, (2) todos os estados diferentes da Bahia e (3) todos os campos operados e/ou concedidos a PETROBRAS, ou onde houvesse alguma parceria com esta empresa.

Hoje, no estado da Bahia, de acordo com a Tabela 1, dezessete campos encontram-se em produção em bacias maduras e áreas de acumulações marginais de petróleo e de gás natural, onde onze novas empresas petrolíferas de pequeno e médio porte são concessionárias, e destas sete são operadoras dos seus respectivos campos. Há também o campo-escola Quiambina, que foi reativado em projeto de parceria entre a ANP e a UFBA. Vale salientar que apesar da Tabela 1 apresentar as novas empresas de petróleo, independente do hidrocarboneto extraído, ou seja, petróleo ou gás natural, a ênfase deste artigo será a comercialização de óleo. Através da planilha de cálculo dos royalties citada acima, tem-se que a produção média mensal dos campos maduros e áreas de acumulações marginais na Bahia é, em torno, de 24.000 barris de óleo e 190.000 metros cúbicos de gás natural.

Tabela 1 – Novos produtores e seus campos em operação no estado da Bahia

Campos na fase de produção		
Bacias Sedimentares	Campos	Concessionários (%)
Camamu-Almada	Morro do Barro ²	Panergy ¹ (30) / ERG (70)
	Jiribatuba ²	Construtora Pioneira (Alvorada Petróleo) ¹ (100)
Recôncavo	Acajá-Burizinho	Recôncavo E&P ¹ (100)
	Araçás Leste ²	Egesa ¹ (100)
	Bom Lugar ²	Construtora Pioneira (Alvorada Petróleo) ¹ (100)
	Canário	Petrosynergy ¹ (100)
	Fazenda Rio Branco	W. Washington - BA ¹ (52,5) / BrazAlta (47,5)
	Fazenda Santo Estevão	W. Washington - BA ¹ (52,5) / BrazAlta (47,5)
	Juriti	Recôncavo E&P ¹ (100)
	Lagoa do Paulo	Recôncavo E&P ¹ (100)
	Lagoa do Paulo Norte	Recôncavo E&P ¹ (100)
	Lagoa do Paulo Sul	Recôncavo E&P ¹ (100)
	Quiambina	UFBA ¹ (Campo Escola)
	Santana	W. Washington - BA ¹ (52,5) / BrazAlta (47,5)
	Sauípe	W. Washington - BA ¹ (52,5) / BrazAlta (47,5)
	Tico-Tico	W. Washington - BA ¹ (52,5) / BrazAlta (47,5)
	Uirapuru	Petrosynergy ¹ (100)
Tucano Sul	Sempre Viva ²	Orteng ¹ (34) / Delp Engenharia (33) / Logos Engenharia (33)

¹Empresa operadora. ²Campos marginais.

Fonte: ANP (2009).

2.3. Identificação das alternativas e condições de comercialização

A Portaria Conjunta ANP/INMETRO N° 01/2000, que aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM) estabelece em seu item 5.3 que os pontos de medição fiscal da produção de petróleo devem localizar-se imediatamente após as instalações de separação, tratamento e tancagem da produção e antes de quaisquer instalações de transferência, processamento, estocagem em estações de armazenamento, transporte ou terminais marítimos, e em seu item 5.7, que o petróleo medido fiscalmente deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de água e sedimentos (BSW). Assim, da regulação entende-se que todo produtor deve possuir infraestrutura adequada para processamento da sua produção bruta e dos contaminantes a ela associados.

Entretanto, atualmente, para a venda da produção de óleo não especificado, os produtores independentes utilizam basicamente duas alternativas: a venda a uma refinaria privada em São Paulo, a UNIVEN, ou a venda direta à PETROBRAS, cujo volume depois de tratado é direcionado para a Refinaria Landulpho Alves (RLAM). Em ambas as situações, o óleo bruto é entregue à estação de tratamento destino através de carretas especializadas. O óleo é separado e, posteriormente, são coletadas amostras para verificação da especificação e realizada a medição fiscal. Para pagamento ao produtor, são efetuados descontos relativos ao tratamento e transporte do petróleo e água do valor da medição. A depender do °API do óleo e do teor de salinidade, um valor poderá ser acrescido ou descontado, onde o parâmetro utilizado é o óleo do tipo *Brent*⁴.

O investimento necessário para que cada produtor implantasse a sua própria estação de tratamento atendendo totalmente a regulação em vigor, dependeria da complexidade exigida pelo projeto, conforme características do óleo do campo, como o BSW, °API, ponto de fluidez, teor de sais e enxofre, entre outros contaminantes. No caso da impossibilidade da empresa arcar com os custos

⁴ Petróleo produzido no Mar do Norte (Europa), de °API 39,4 e teor de enxofre de 0,34%.

inerentes a montagem e operação dessa estrutura individualizada e o RTM fosse flexibilizado em relação ao seu item 5.3, entre as alternativas de venda da produção bruta está à indústria petroquímica. Para isso é necessário o delineamento de políticas governamentais, como incentivos fiscais e investimentos da infraestrutura de estradas, para fomento a criação e entrada de novas minirrefinarias, como já despontam duas refinarias privadas: a DAXOIL, localizada em Camaçari/BA, com previsão de entrada em operação para dezembro de 2009 (REDEPETRO, 2009) e a Refinaria de Manguinhos no Rio de Janeiro.

Com a alteração nos contratos de concessão existentes entre a ANP e os produtores independentes que limita a venda da produção dos campos em questão ao mercado interno, essa produção bruta poderia também ser exportada em cooperação formada pelos produtores através das suas associações como, por exemplo, a APPOM e a ABPIP. Poderia ser criada, também, uma Câmara de Comercialização, nos moldes adotados para a indústria de energia elétrica, viabilizando a venda da produção de petróleo em quaisquer das alternativas adotadas. Há também a possibilidade de serem efetuados leilões de compra da produção para entrega futura, similar a indústria do biodiesel.

É possível ainda implantar uma estação de tratamento móvel, já havendo, inclusive, uma pesquisa em andamento apoiada pela FAPESB, onde há a possibilidade de tratar o óleo por um custo de US\$2 a US\$8 o barril (REDEPETRO, 2009). Por fim, vale destacar a possibilidade de implantação de uma estação compartilhada, a ser gerida por um ente intermediário em uma união de esforços entre as novas empresas petrolíferas, a ANP, a APPOM, a ABPIP e a PETROBRAS local, com a finalidade de facilitar o escoamento da produção dos campos maduros e áreas de acumulações marginais. Os custos para tratamento da emulsão⁵ são estimados entre US\$4 e US\$8 o barril (LUDWIG, 2009).

Resultados e Discussão

Para atendimento à demanda do mercado, se faz necessário o refino do petróleo, atribuindo valor agregado ao mesmo através da produção de seus derivados. Entretanto, entre a chegada do óleo a superfície e o real processamento nas refinarias, é realizado o processamento primário dos fluidos na área de produção. Esse tratamento dos volumes produzidos de petróleo e de gás natural consiste na separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão, no tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias, e no tratamento da água para injeção ou descarte apropriado.

Em sua maioria, as novas empresas atuantes na Bahia, antes de efetuar a venda da produção a UNIVEN ou a PETROBRAS utilizam o simples método de decantação para separação da água livre, o que não é suficiente para especificação do óleo. Por não possuírem estrutura de tratamento, a produção do petróleo extraído dos campos maduros e áreas de acumulações marginais, atualmente, é comercializada em sua forma bruta, logo a não especificação do óleo causa depreciação do produto. As alternativas adotadas pelos produtores reduzem sua margem de lucro, o que pode vir a inviabilizar a concessão a depender do preço do barril. Mais ainda, da perspectiva regulatória, as alternativas utilizadas pelos produtores estão de encontro ao estabelecido no item 5.3 do RTM, cujo seu não atendimento é considerado uma falha grave, passível até de suspensão da concessão, caso não haja acordo prévio com a agência reguladora.

Vale ressaltar que, para a modalidade de venda a ambos os compradores, quer seja a UNIVEN ou a PETROBRAS, as grandes dificuldades apontadas pelos produtores são o custo de transporte

⁵ As emulsões são misturas de dois líquidos imiscíveis, neste caso óleo e água, formada de uma fase dispersa e uma contínua, separadas por uma película estável.

devido à distância de aproximadamente 2.000 km entre a Bahia e São Paulo, e a cobrança feita pela PETROBRAS local pelo tratamento do óleo, água e uso das instalações e dutos. O entrave da distância entre o ponto produtor e o ponto de venda, também ocorreria, caso a alternativa de venda da produção fosse a Refinaria de Manguinhos, no Rio de Janeiro.

Entendendo-se que a entrada de novas empresas que se localizam em cidades do interior da Bahia promove o desenvolvimento social e econômico da região, não apenas pelo o aumento da receita financeira dos municípios, mas também pela utilização de mão-de-obra e comércio local e criação de demanda por bens e serviços, é imprescindível o apoio do ANP para identificação da melhor alternativa que venha a estimular a produção de petróleo nas bacias terrestres. Com exceção da implantação de estações exclusivas por produtor e a utilização de uma estação de tratamento móvel, para todas as alternativas apresentadas são necessárias alterações na regulação unidas a uma política de governo de estímulo a este mercado.

Para a alternativa que sugere a implantação de uma estação de tratamento (ETO) para compartilhamento entre os produtores independentes, esta poderia ser operada por uma entidade do setor, em parceria com a ANP, em modelo similar ao adotado ao campo-escola. A utilização dessa solução beneficiaria não apenas os produtores como promoveria a qualificação de mão-de-obra local. Para a implantação de uma estação de tratamento compartilhada duas fundamentais iniciativas são requeridas: (1) a alteração na regulação permitindo a medição fiscal em local adverso da área de exploração e produção do petróleo e (2) a negociação entre a ANP e a PETROBRAS para aceitação da venda da mistura do óleo de diversos campos (*blend*) e injeção da água produzida e tratada em poços da empresa. A localização é outro fator relevante para a instalação de uma ETO compartilhada, que deve ser instalada, preferencialmente: em um campo que produza gás para utilização nos tratadores, evitando gastos com outras fontes de energia, como eletricidade; em terreno em declive natural, aproveitando-se a gravidade para a movimentação do fluido de um estágio a outro; onde haja possibilidade de injeção de água no próprio campo; em local acessível para recebimento das carretas; além de melhor relação de proximidade entre as áreas produtoras e o ponto de venda. O dimensionamento das suas instalações dependeria da produção atual e prevista dos campos, assim como dos turnos de funcionamento da ETO. De acordo com a APPOM, para o modelo acima citado, o pagamento seria aos produtores conforme óleo entregue e deduzindo os custos envolvidos. Entretanto para que essa solução seja colocada em operação a baixo custo e em localização estratégica, é fundamental a cooperação entre os principais agentes do setor: os produtores independentes e suas associações, a ANP, o governo estadual e a PETROBRAS.

Conclusões

Com maiores investimentos na exploração marítima, a produção *onshore* foi preterida durante décadas na indústria do petróleo. Os leilões efetuados pela ANP vêm promovendo a entrada de novas empresas na cadeia de exploração e produção de petróleo e de gás natural. No entanto, os produtores independentes têm enfrentado dificuldades em comercializar a produção bruta por, em sua grande maioria, não terem estrutura de tratamento para especificar o óleo, conforme determinação da agência reguladora e compradores. Além dos baixos volumes produzidos, elevados custos de transporte para venda à refinaria privada, a UNIVEN, ou pelo tratamento e uso das instalações da PETROBRAS, os produtores ainda contam com a possível violação da regulação existente por efetuar a medição fiscal da produção no comprador, onde este conjunto de fatores pode vir a inviabilizar a continuação da concessão. Portanto, torna-se imprescindível a busca de alternativas que aperfeiçoem o mercado, estimulado através da política governamental ao estabelecer leilões de exploração e produção de petróleo e de gás natural em bacias terrestres, assim como manter o mercado atrativo a entrada de

novas empresas no setor. Este trabalho apresentou diversas alternativas para comercialização do óleo proveniente dos campos maduros e áreas de acumulações marginais, dentre elas, a implantação de uma estação de tratamento a ser compartilhada pelas novas empresas petrolíferas, onde são ressaltadas questões regulatórias e técnicas. Observa-se, neste artigo, propostas de alteração na regulação e implementação de políticas governamentais viabilizando a solução que perpassa pelos diversos agentes da cadeia, sejam eles os próprios produtores independentes e suas associações, os compradores estratégicos, como a PETROBRAS, o governo do estado da Bahia com a infraestrutura necessária para viabilização técnica e econômica de empreendimentos através da construção e melhorias das estradas e incentivos fiscais e, primordialmente, a ANP, tornando a regulação existente mais flexível e, assim, estimulando o desenvolvimento da indústria de exploração *onshore* nas bacias maduras e áreas de acumulações marginais no estado da Bahia.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao PRH/CTC/ANP, CT-PETRO/FINEP/MCT, REDEPETRO, as empresas, especialistas e consultores citados, ao Mestrado em Regulação da Indústria de Energia e Departamento de Engenharia e Arquitetura da UNIFACS por possibilitarem a execução dessa pesquisa.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Apresenta dados sobre os campos arrematados e áreas com acumulações marginais em produção. **Produção dos Campos Terrestres**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 13 abr. 2009.

ANP. Portaria Conjunta ANP/INMETRO Nº 01, de 19 de junho de 2000. Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 20 jun. 2000. Seção 1, p.26-30.

ANP. Portaria Nº 279, de 31 de outubro de 2003. Aprova o procedimento de cessão total de direitos inerentes a contratos de concessão de campos marginais de petróleo ou de gás natural. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 03 nov. 2003.

BRASIL. Lei Nº 9478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 07 ago. 1997. Seção 1, p.16925.

HONORATO, Nicolás. Comercialização de Petróleo na Bahia. **REDEPETRO**, Salvador, 01 jun. 2009. Entrevista concedida a Alana Sousa Almeida.

LIMA, Haroldo. **Petróleo no Brasil**: a situação, o modelo e a política atual. Rio de Janeiro: Synergia, 2008.

LUDWIG, Nelson. Estação de Tratamento de Cerro Dragon. **ANP**, Salvador, 02 abr. 2009. Entrevista concedida a Alana Sousa Almeida.

PRATES, Jean-Paul. Campos Marginais e Produtores Independentes de Petróleo e Gás: aspectos técnicos, econômicos, regulatórios, políticos e comparativos. In: Fórum Continuado de Energia, 2004, Rio de Janeiro: **EXPETRO**, ago. 2004.