

**AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA NO APROVEITAMENTO DO GÁS
NATURAL EM CAMPOS PETROLÍFEROS DO PRÉ-SAL UTILIZANDO
A ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS (DEA) E SUA RELAÇÃO COM
O NÍVEL DE CONTAMINAÇÃO POR CO₂.**

ALINE KARL ARAUJO

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE
DARCY RIBEIRO – UENF**

**CAMPOS DOS GOYTACAZES - RJ
MAIO - 2018**

AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA NO APROVEITAMENTO DO GÁS
NATURAL EM CAMPOS PETROLÍFEROS DO PRÉ-SAL UTILIZANDO
A ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS (DEA) E SUA RELAÇÃO COM
O NÍVEL DE CONTAMINAÇÃO POR CO₂.

ALINE KARL ARAUJO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Prof^a. Jacqueline M. R. Cortes Barbirato, D. Sc.

CAMPOS DOS GOYTACAZES - RJ
MAIO - 2018

AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA NO APROVEITAMENTO DO GÁS
NATURAL EM CAMPOS PETROLÍFEROS DO PRÉ-SAL UTILIZANDO
A ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS (DEA) E SUA RELAÇÃO COM
O NÍVEL DE CONTAMINAÇÃO POR CO₂.

ALINE KARL ARAUJO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Aprovada em 18 de maio de 2018.

Comissão Examinadora:

Prof. Rodrigo Tavares Nogueira, D.Sc. – UENF

Prof. Geraldo Galdino de Paula Junior, D.Sc. – UENF

Prof^a. Camila Mendonça Romero Sales, D.Sc. – IFF

Prof^a. Jacqueline M. R. Cortes Barbirato, D.Sc. – UENF
(Orientadora)

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, por todo apoio durante toda a minha vida acadêmica. E também ao meu esposo por todo amor e paciência nos momentos difíceis.

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, PPGEP, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Aos colegas do PPGEP pela agradável companhia durante essa caminhada.

À CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	vii
LISTA DE TABELAS.....	ix
LISTA DE QUADROS.....	x
RESUMO.....	xii
ABSTRACT.....	xiv
CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO.....	15
1.1. Considerações iniciais.....	15
1.2. Contextualização e Problemática.....	16
1.3. Objetivos.....	17
1.3.1. Objetivos Gerais.....	17
1.3.2. Objetivos Específicos.....	17
1.4. Justificativa.....	17
1.5. Estrutura do Trabalho.....	18
CAPÍTULO II - GÁS NATURAL NO BRASIL.....	20
CAPÍTULO III – ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS (DEA).....	22
3.1. Bibliometria.....	24
3.1.1. Distribuição da produção ao longo do tempo.....	24
3.1.2. Distribuição do número de publicações por autor.....	27
3.1.3. Periódicos de destaque no tema.....	29
3.1.4. Distribuição da produção com relação aos países de origem.....	29
3.1.5. Análises de citação, cocitação e coautoria.....	30
3.2. Modelos DEA.....	33
3.2.1. Modelo CCR orientado a <i>inputs</i>	34
3.2.2. Modelo CCR orientado a <i>outputs</i>	35
3.2.3. Modelo BCC orientado a <i>inputs</i>	36
3.2.4. Modelo BCC orientado a <i>outputs</i>	37
3.3. Exemplo de aplicação dos modelos clássicos DEA.....	38
3.4. Armadilhas em DEA.....	39
3.5. Outras abordagens sobre a Análise Envoltória de dados DEA.....	42
CAPÍTULO IV – METODOLOGIA.....	44
CAPÍTULO V – RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	47
CAPÍTULO VI – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	64
6.1. Conclusões.....	64
6.2. Limitações.....	66
6.3. Sugestões para trabalhos futuros.....	66
REFERÊNCIAS.....	67
ANEXO I – CAMPOS PETROLÍFEROS DO PRÉ-SAL.....	72
Campo de Lula.....	72
Campo de Sapinhoá.....	74
Campo de Jubarte.....	76
Campo de Búzios.....	78
Campo de Marlim Leste.....	80
Campo de Caratinga.....	82
Campo de Barracuda.....	84
Campo de Voador.....	86
Campo de Marlim.....	88

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Retornos crescentes de escala	22
Figura 2 - Retornos constantes de escala	23
Figura 3 - Retornos decrescentes de escala	23
Figura 4 - Distribuição de publicações ao longo dos anos	25
Figura 5 - Autores que se destacaram em número de publicações no período de interesse	27
Figura 6 - Distribuição de publicações na área ao longo do tempo	29
Figura 7 - Distribuição da produção científica com relação aos países de origem.....	30
Figura 8 - Rede de citação	31
Figura 9 - Rede de cocitação.....	32
Figura 10 - Rede de coautoria.....	33
Figura 11 - Modelos clássicos DEA	34
Figura 12 - Algoritmo do Método Multicritério de Seleção de Variáveis.....	41
Figura 13 - Volume de gás descartado por campo.....	50
Figura 14 - Volume de gás aproveitado por campo.....	51
Figura 15 - Volume de gás natural queimado por Campo.....	52
Figura 16 - Produção de gás natural total por campo em Mm ³	52
Figura 17 - Volume original de gás natural e óleo por campo	53
Figura 18 - Gráfico input versus output do Campo de Lula	54
Figura 19 - Gráfico input x output do Campo de Sapinhoá.....	54
Figura 20 - Gráfico input x output do Campo de Jubarte	54
Figura 21 - Gráfico input x output do Campo de Baleia Azul.....	55
Figura 22 - Gráfico input x output do Campo de Baleia Franca.....	55
Figura 23 - Gráfico input x output do Campo de Búzios.....	55
Figura 24 - Gráfico input x output do Campo de Marlim Leste	56
Figura 25 - Gráfico input x output do Campo de Caratinga	56
Figura 26 - Gráfico input x output do Campo de Barracuda	56
Figura 27 - Gráfico input x output do Campo de Voador.....	57
Figura 28 - Gráfico input x output do Campo de Marlim.....	57
Figura 29 - Software SIAD no momento da entrada de dados	58
Figura 30 - Software SIAD no momento da saída de dados.....	59
Figura 31 - Aplicação da fronteira invertida.....	61
Figura 32 - Mapa de localização do Campo de Lula	73
Figura 33 - Histórico de Produção do Campo de Lula	73
Figura 34 - Mapa de localização do Campo de Sapinhoá.....	74
Figura 35 - Histórico de produção do Campo de Sapinhoá.....	75
Figura 36- Mapa de localização do Campo de Jubarte	77
Figura 37 - Histórico de Produção do Campo de Jubarte	77
Figura 38 - Mapa de localização do Campo de Búzios	78
Figura 39 - Histórico de produção do Campo de Búzios (testes de formação e sistemas de produção antecipada)	79
Figura 40- Mapa de localização Campo de Marlim Leste.....	81
Figura 41 - Histórico de produção do Campo Marlim Leste	81
Figura 42- Sistema de produção e escoamento do Campo de Caratinga.....	82
Figura 43 - Mapa de localização do Campo de Caratinga.....	83
Figura 44 - Histórico de produção do Campo de Caratinga	83
Figura 45 - Mapa de localização do Campo de Barracuda	84
Figura 46 - Histórico de produção do Campo de Barracuda	85

Figura 47 - Mapa de localização do Campo de Voador	87
Figura 48 - Histórico de produção do Campo de Voador	87
Figura 49 - Mapa de localização do Campo de Marlim	88
Figura 50 - Histórico de produção do Campo de Marlim.....	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Componentes do gás natural (% em mol).....	20
Tabela 2 - Dados do exemplo numérico	38
Tabela 3 - Dados de produção Campo de Lula.....	48
Tabela 4 - Dados de produção média por Campo.....	49
Tabela 5 - Benchmarks para cada DMU.....	60
Tabela 6 - Alvos e folgas para as DMUs	62

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Os dez artigos mais citados publicados entre 2006-2016.....	26
Quadro 2 - Autores com maior número de publicações e seus três artigos mais citados	28
Quadro 3 - Inputs e Outputs.....	45
Quadro 4 - Volume Original "in situ" no Campo de Lula	73
Quadro 5 - Volume Original "in situ" no Campo de Sapinhoá	75
Quadro 6 - Volume "in place" no Campo de Jubarte (31/12/15).....	77
Quadro 7 - Volume original "in situ" no Campo de Búzios	79
Quadro 8 - Volume "in place" no Campo de Marlim Leste	81
Quadro 9 - Volume de óleo "in place" no Campo de Caratinga.....	83
Quadro 10 - Volume de óleo "in place" no Campo de Barracuda	85
Quadro 11 - Volume "in place" no Campo de Voador	87
Quadro 12 - Volume "in place" no Campo de Marlim	89

RESUMO

Um dos grandes desafios do pré-sal é superar as complexidades geradas pelo alto nível de contaminação por CO₂ apresentado por vários desses reservatórios. Tal característica representa um desafio econômico e técnico, uma vez que a tecnologia convencional de separação é de difícil viabilidade para os reservatórios com elevada razão gás-óleo (RGO) e alto grau de contaminação. Com o objetivo de verificar a existência de uma relação direta entre o não aproveitamento do gás natural de maneira satisfatória e os altos níveis de contaminação por CO₂, este trabalho utilizou a metodologia da Análise Envoltória de Dados (DEA) para avaliar a eficiência no aproveitamento do gás natural de 11 campos produtores do pré-sal. Foram analisados tanto dados qualitativos, quanto dados quantitativos relativos a produção de petróleo e gás natural, ambos disponibilizados pela ANP. A partir dos dados qualitativos foram gerados tabelas e gráficos que permitiram uma melhor visualização das características de produção de cada campo e também possibilitaram uma comparação geral entre os mesmos. Os dados quantitativos de produção foram lançados no software para a análise DEA. O campo considerado 100% eficiente foi o Campo de Voador, já os menos eficientes foram Búzios, Marlim, Sapinhoá e Lula, respectivamente. Esse resultado confirmou em parte a questão de pesquisa, uma vez que era esperado que os Campos de Búzios, Sapinhoá e Lula estivessem entre os campos menos eficientes, já que eles apresentam os maiores níveis de contaminação por CO₂. No entanto, o Campo de Marlim apareceu como a segunda DMU menos eficiente e o nível de contaminação por CO₂ nesse campo não é dos maiores. Concluiu-se então que o não aproveitamento do gás natural está sim fortemente relacionado com o nível de contaminação por CO₂ do campo, mas não se trata do fator determinante para que isso ocorra.

Palavras-chaves: Gás Natural; CO₂; Pré-sal; Eficiência; Análise Envoltória de Dados.

ABSTRACT

One of the great challenges of pre-salt is to overcome the complexities generated by the high level of CO₂ contamination presented by several of these reservoirs. This characteristic represents an economic and technical challenge, since the conventional separation technology is difficult to viability for the reservoirs with high gas-oil ratio (GRO) and high degree of contamination. In order to verify the existence of a direct relationship between the non-utilization of natural gas in a satisfactory way and the high levels of CO₂ contamination, this work used the Data Envelopment Analysis (DEA) methodology to evaluate the efficiency in the use of the natural gas from 11 pre-salt producing fields. Both qualitative data and quantitative data on the production of oil and natural gas, both made available by the ANP, were analyzed. From the qualitative data tables and graphs were generated that allowed a better visualization of the production characteristics of each field and also made possible a general comparison between them. Quantitative production data was released in the software for DEA analysis. The field considered 100% efficient was Campo de Voador, while the least efficient were Búzios, Marlim, Sapinhoá and Lula, respectively. This result partially confirmed the research question, since Campos de Búzios, Sapinhoá and Lula were expected to be among the least efficient fields, since they present the highest levels of CO₂ contamination. However, the Marlim Field appeared as the second least efficient DMU and the level of CO₂ contamination in this field is not the highest. It was concluded that the non-use of natural gas is strongly related to the level of CO₂ contamination of the field, but it is not the determining factor for this to occur.

Keywords: Natural gas; CO₂; Pre-salt; Efficiency; Data Envelopment Analysis.

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

Nesse capítulo será apresentado o tema a ser abordado nesta pesquisa, dando início ao estado da arte do assunto em estudo, a partir das considerações iniciais. Também serão discutidos os tópicos: contextualização e problemática, objetivos, justificativa e estrutura do trabalho.

1.1. Considerações iniciais

A província pré-sal consiste de um polígono de aproximadamente 800 km de extensão por 200 km de largura, no litoral entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo. Ela é composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial. (PETROBRAS, 2018)

Segundo o Instituto Americano de Petróleo (API, na sigla em inglês), a qualidade do petróleo pode ser medida pela escala API. Tal escala, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. Assim, quanto melhor a qualidade do óleo, maior será o seu grau API.

A ANP (2000) classifica como “Petróleo Leve” todo petróleo com grau API igual ou superior a 31. No Brasil, o petróleo de melhor qualidade foi descoberto em 1987, em Urucu, na Amazônia, e possui 44° API. No entanto, [...] na Bacia de Campos, responsável por aproximadamente 90% do petróleo produzido em território nacional (extraído da camada pós-sal), a densidade média do óleo extraído é próxima de 20° API, ou seja, um óleo mais pesado. (GOUVEIA, 2010)

O gás do pré-sal também é considerado de qualidade (gás rico) uma vez que possui uma grande variedade de componentes intermediários (como propano, butano e outros) que permitem a extração de produtos mais valorizados. O ponto negativo é que o gás de alguns reservatórios do pré-sal é contaminado com uma grande quantidade de dióxido de carbono (CO₂).

A alta presença de gás carbônico é um fator crítico nos reservatórios do pré-sal. O CO₂ é altamente corrosivo, forma ácidos indesejáveis e precisa ser acomodado em estruturas feitas com material super-resistente e de alto custo. O armazenamento é outra questão relevante já que ele não pode "escapar" de onde estiver capturado.

A Análise Envoltória de Dados (DEA) foi escolhida para avaliar a eficiência no aproveitamento do gás natural produzido em campos petrolíferos do pré-sal, uma vez que o

óleo de excelente qualidade pode ter se tornado o produto preferencial destes campos e ainda, a grande quantidade de CO₂ presente em alguns deles pode dificultar o aproveitamento do gás produzido. Assim, a questão central a ser respondida foi:

O grau de contaminação por CO₂ é responsável direto pelo aproveitamento ineficiente do gás natural nos campos petrolíferos do pré-sal?

A metodologia DEA é amplamente utilizada para análise de eficiência nas mais diversas áreas e apesar dos seus mais de 30 anos, continua recebendo grande atenção do meio acadêmico (COOK; SEIFORD, 2009).

A técnica foi introduzida por Charnes, Cooper e Rhodes em 1978. A ideia original por trás da DEA era prover uma metodologia através da qual, dentro de um conjunto de Unidades Tomadoras de Decisões (DMUs) comparáveis, aquelas exibindo as melhores práticas poderiam ser identificadas e iriam formar uma fronteira eficiente. Além disso, a metodologia permite medir o nível de eficiência de unidades que não pertencem à fronteira e identificar benchmarks com os quais essas unidades ineficientes podem ser comparadas (COOK & SEIFORD, 2009).

1.2. Contextualização e Problemática

A chamada faixa (ou região) do pré-sal é composta por três bacias sedimentares: Espírito Santo, Rio de Janeiro (Campos) e São Paulo (Santos). Ela possui de seis a sete mil metros de profundidade e abaixo dela encontra-se petróleo em grande quantidade. O atual óleo brasileiro é denso e pesado, sendo necessário importar óleo leve para misturar e conseguir fazer subprodutos. O óleo que esta abaixo da camada pré-sal é leve e com a sua elevada produção não seria mais necessário a importação deste tipo de óleo.

O grande inconveniente desse tipo de reservatório é que grande parte deles produz uma quantidade de gás carbônico (CO₂) acima da média nacional, o que implica na utilização de tecnologia mais avançada e conseqüentemente maior custo. Por vezes, a falta de tecnologia adequada ou o baixo valor econômico em relação ao óleo faz com que parte do gás natural produzido seja queimada e assim o CO₂ presente no gás do pré-sal também seria emitido na atmosfera.

No entanto, segundo Christante:

A Petrobras, [...], afirma que esse gás não será despejado na atmosfera. Uma das possibilidades em estudo é sua reinjeção no próprio reservatório, o que, de quebra, elevaria a pressão dentro dele aumentando o volume recuperável de óleo e gás, já que, com seu esvaziamento, a extração do que resta em seu interior fica cada vez mais difícil. Para isso, no entanto, a empresa precisa conseguir separar o CO₂ do gás natural – tarefa que não é nada simples e que certamente aumentará o custo do produto final. (CHRISTANTE, 2009, p. 30)

Novas tecnologias deverão ser adotadas pela Petrobras para extrair o petróleo sem comprometer mais o meio ambiente com as emissões de CO₂ e também obter ganhos financeiros no mercado internacional de comércio de créditos de Carbono.

Porém, as tecnologias de separação usadas hoje ainda não são completamente adaptadas ao elevado teor de gás carbônico encontrado em alguns desses reservatórios e, portanto, nem sempre é possível realizar a separação entre o CO₂ e o gás natural.

1.3. Objetivos

Podem ser agrupados em dois grandes grupos:

1.3.1. Objetivos Gerais

- Utilizar a metodologia DEA para avaliar a eficiência no aproveitamento do gás natural em campos petrolíferos do Pré-Sal.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Definir o número adequado de DMUs, *inputs* e *outputs*;
- Verificar o modelo clássico adequado à situação, assim como a sua orientação;
- Definir as técnicas a serem utilizadas para aumentar a discriminação das DMUs;
- Utilizar o software SIAD - Sistema Integrado de Apoio à Decisão para aplicar a metodologia DEA;
- Identificar as Unidades Tomadoras de Decisão(DMUs) mais e menos eficientes;
- Investigar a relação do não aproveitamento do gás natural com o nível de contaminação por CO₂.

1.4. Justificativa

O gás natural já foi visto somente como um subproduto do petróleo que era inevitavelmente produzido e possuía baixíssimo valor econômico em relação ao óleo. No

entanto, a partir de incentivos governamentais, ele passou a agregar valor econômico e a ser explorado de forma mais eficiente.

Com a descoberta do pré-sal, a produção de gás natural aumentou consideravelmente. Entretanto, diversos desafios técnicos e econômicos dificultam o aproveitamento comercial desse gás. Exemplo disto é o alto nível de contaminação por CO₂ que implica em elevados custos de separação.

A elevada concentração de CO₂ é um desafio econômico e técnico, uma vez que a tecnologia convencional de separação é de difícil viabilidade para os reservatórios com elevada razão gás-óleo (RGO) e alto grau de contaminação. A tecnologia disponível ocupa muito espaço nas unidades de produção, sendo custosa sua aplicação para tratamento de grandes volumes de gás contaminado. Além disso, os elevados níveis de CO₂ impõem importantes desafios técnicos para reinjeção do gás natural, já que exigem equipamentos resistentes à corrosão provocada pelo contaminante. (ALMEIDA et al., 2017)

Esse trabalho determinou, dentre os campos do pré-sal com maior relevância, aqueles que estão utilizando o gás natural produzido de maneira mais eficiente. A partir daí, foi possível identificar se o não aproveitamento do gás natural está diretamente relacionado com o nível de contaminação por CO₂ (o que seria fruto apenas de uma limitação técnica, provavelmente temporária) ou se outros fatores também contribuíram para tal.

A partir da identificação dos campos mais eficientes é possível também utilizá-los como *benchmarks* para os demais, isto é, investigar as técnicas e abordagens utilizadas para o melhor aproveitamento do gás natural e tentar adaptá-las para o cenário específico de cada campo.

A metodologia escolhida foi a DEA uma vez que ela é amplamente utilizada para análise de eficiência nas mais diversas áreas e apesar dos seus mais de 30 anos, continua recebendo grande atenção do meio acadêmico (COOK; SEIFORD, 2009).

Apenas uma análise gráfica dos dados disponíveis também poderia nos dar uma ideia de quais campos estariam utilizando o gás produzido de maneira ineficiente. No entanto, tal análise não levaria em consideração, por exemplo, a proporção entre o volume de gás aproveitado e o volume de gás produzido. Por ser uma análise deveras simplista, a mesma não seria capaz de avaliar as especificidades encontradas em cada cenário.

1.5. Estrutura do Trabalho

A estrutura do trabalho tem início com o capítulo I onde é exposto o tema a ser abordado, os objetivos gerais e específicos e a justificativa do trabalho. Inclui ainda a contextualização do assunto e a problemática do estudo que proporcionam uma noção geral da proposta de pesquisa.

No capítulo seguinte, capítulo II, apresenta-se um pouco da história do gás natural no Brasil e a maneira como ele tem sido visto ao longo dos anos.

O capítulo III consiste de uma revisão bibliográfica sobre a DEA desde o desenvolvimento da metodologia em 1978 até os dias atuais, revela algumas armadilhas que a DEA pode trazer e também traz alguns exemplos de publicações sobre a técnica e suas variações nas mais diversas áreas.

Já no capítulo seguinte, capítulo IV, é exposta a metodologia utilizada e os motivos de sua escolha, como o modelo DEA clássico e a sua orientação, os inputs e outputs apropriados e a técnica para aumento da discriminação das DMUs.

No capítulo V exhibe-se os resultados alcançados e no VI as considerações finais da dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

O anexo I faz uma breve caracterização de cada um dos campos mais relevantes do pré-sal no momento.

CAPÍTULO II - GÁS NATURAL NO BRASIL

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves cuja composição abrange desde o metano até o hexano. Encontra-se na forma livre (não associado) ou associado ao óleo em reservatórios naturais, contendo pequenas quantidades de diluentes e contaminantes. (THOMAS, 2001)

A Tabela 1, adaptada de Thomas (2001), apresenta as faixas de composição dos gases extraídos a partir de reservatórios de gás natural e de óleo.

Tabela 1 - Componentes do gás natural (% em mol).

	Campos de Gás Natural	Gás Natural Liberado do Óleo
Nitrogênio	Traços – 15%	Traços – 10%
Dióxido de Carbono	Traços – 5%	Traços – 4%
Gás Sulfídrico	Traços – 3%	Traços – 6%
Hélio	Traços – 5%	Não
Metano	70 – 98%	45 – 92%
Etano	1 – 10%	4 – 21%
Propano	Traços – 5%	1 – 15%
Butanos	Traços – 2%	0,5 – 2%
Pentanos	Traços – 1%	Traços – 3%
Hexanos	Traços – 0,5%	Traços – 2%
Heptanos +	Traços – 0,5%	Traços – 1,5%

Fonte: Adaptado de Thomas (2001).

De acordo com a ANP (2017b):

O gás associado é aquele que, no reservatório geológico, se encontra dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás. Neste caso, normalmente privilegia-se a produção inicial do óleo, utilizando-se o gás para manter a pressão do reservatório. O gás não associado é aquele que está livre do óleo e da água no reservatório; sua concentração é predominante na camada rochosa, permitindo a produção basicamente de gás natural.

O gás natural produzido no Brasil é predominantemente de origem associada. Assim, ele surge no país [...] como um subproduto da oferta crescente de petróleo, o que permitiu sua disponibilização a preços competitivos. O recurso natural em si apresentava custo marginal quase zero. (MANOEL, 2006, p. 20)

A produção do gás natural no Brasil teve início entre as décadas de 1940 e 1950 com as descobertas de óleo e gás na Bahia. Mas, foi em 1980, com as grandes descobertas de óleo e gás na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, que o mercado de gás natural no país deu o seu primeiro passo para a expansão.

A partir de 1990, com o Brasil assumindo compromissos mais firmes com a integração econômica regional, principalmente com a criação da zona de livre-comércio do Mercosul, teve início a construção de um gasoduto conectando a Bolívia e o Brasil, o Gasbol. O Gasbol, que entrou em operação em 1999, relançou a indústria de gás brasileira visto que disponibilizou uma grande oferta de gás a preços moderados. (SANTOS, 2007)

No final de 2006, a descoberta da camada pré-sal no litoral do Brasil fez com que as reservas brasileiras de gás natural aumentassem consideravelmente. Segundo o Anuário Estatístico da ANP (2017a), nos últimos 10 anos, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 8,5% ao ano e acumulado de 108,7%.

Também de acordo com o Anuário, a produção no pré-sal teve novo salto em 2016, atingindo 14,5 bilhões de m³, após alta de 36,2% em relação ao ano anterior, o que colocou o Brasil na 31ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural.

Além das reservas, o consumo de gás também aumentou na última década. Apesar disso, a participação do gás natural na matriz energética brasileira ainda é muito baixa quando comparada à média mundial. De acordo com o Balanço Energético Nacional (2017), o consumo de gás natural representa 7,4% entre todos os tipos de energia utilizados no país, enquanto que a média mundial é de aproximadamente 15% (segundo dados de 2014).

A versatilidade é a principal característica do gás natural. Este energético pode ser utilizado tanto na geração de energia elétrica, quanto em motores de combustão do setor de transportes, na produção de chamas (como substituto ao gás liquefeito de petróleo, GLP), calor e vapor. Assim, a sua aplicação é possível nos quatro setores da economia: indústria, comércio, serviços e residências. (ANEEL, 2008)

Segundo a ANP (2017b), no Brasil, o gás natural se destina a diversos mercados de consumo, sendo os principais, a geração de energia termelétrica e os segmentos industriais. Além disso, uma vez produzido, o gás natural se distribui entre diversos setores de consumo, com fins energéticos e não-energéticos: utilizado como matéria-prima nas indústrias petroquímica (plásticos, tintas, fibras sintéticas e borracha) e de fertilizantes (ureia, amônia e seus derivados), veicular, comércio, serviços, domicílios etc.

CAPÍTULO III – ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS (DEA)

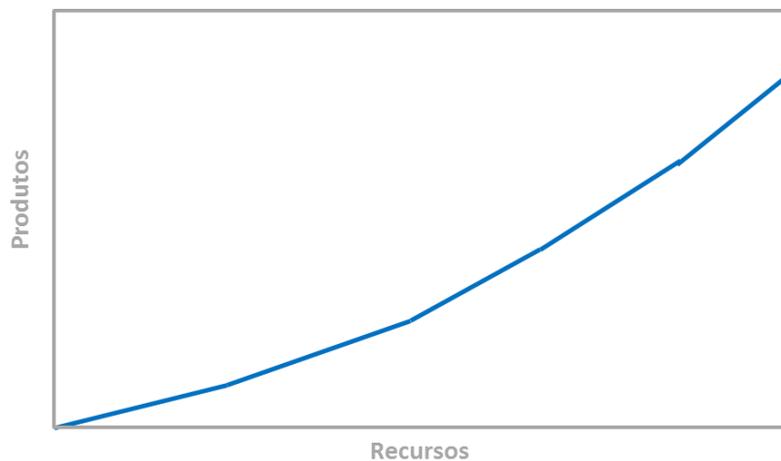
O conceito de eficiência proposto por Farrel (1957) consiste na razão entre a soma ponderada dos produtos (*outputs*) e a soma ponderada dos recursos (*inputs*). Assim, uma organização pode melhorar a sua eficiência em determinado processo aumentando a quantidade de produtos gerados com os mesmos recursos ou utilizando menos recursos para produzir a mesma quantidade de produtos.

De acordo com Kassai (2002), as curvas de produção são a base da análise de eficiência. As considerações em torno delas visam definir uma relação entre recursos e produtos levando às seguintes hipóteses:

- Há retornos crescentes de escala, se acréscimos no consumo de recursos implicam em um aumento mais que proporcional na quantidade de produtos obtidos (ou ainda, economias de escala).
- Há retornos constantes de escala, quando acréscimos no consumo de recursos levam a aumentos proporcionais na quantidade de produtos obtidos.
- Há retornos decrescentes de escala, quando o acréscimo no insumo resulta em aumentos menos que proporcionais na geração de produtos (também chamado de deseconomias de escala). (KASSAI, 2000, p.67)

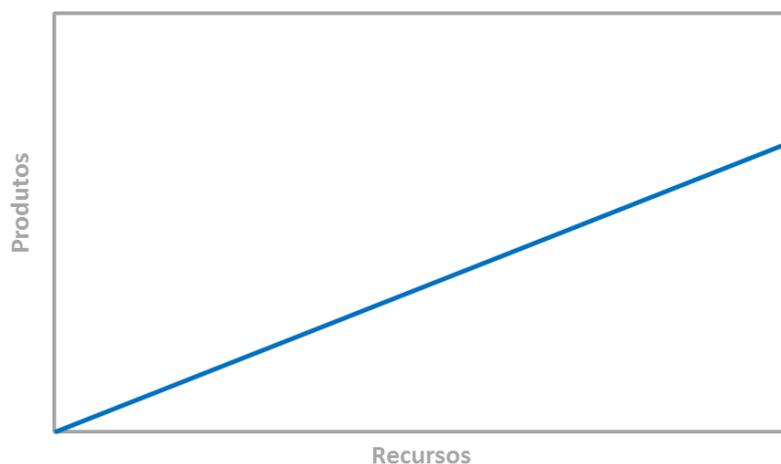
As hipóteses de retornos de escala são apresentadas nas figuras 1, 2 e 3.

Figura 1 - Retornos crescentes de escala



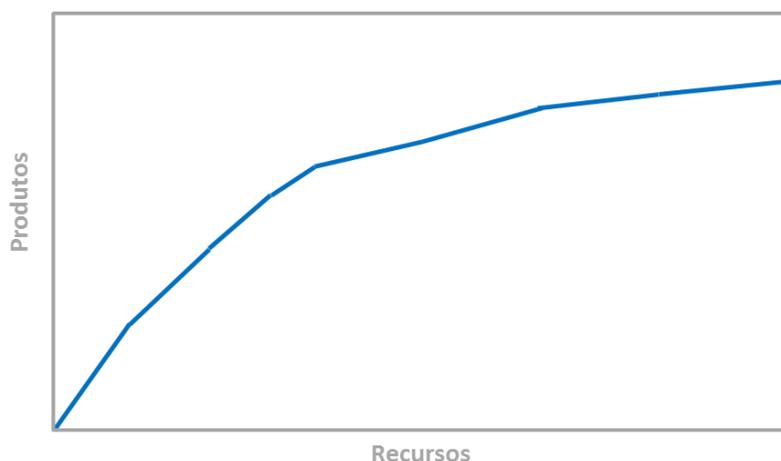
Fonte: Adaptado de Kassai (2000)

Figura 2 - Retornos constantes de escala



Fonte: Adaptado de Kassai (2000)

Figura 3 - Retornos decrescentes de escala



Fonte: Adaptado de Kassai (2000)

A metodologia da Análise Envoltória de Dados (DEA) foi introduzida por Charnes, Cooper e Rhodes, com um artigo publicado em 1978, onde eles utilizaram como base o trabalho de Farrell (1957). A ideia original por trás da DEA era prover uma metodologia através da qual, dentro de um conjunto de Unidades Tomadoras de Decisões (DMUs)¹ comparáveis, aquelas exibindo as melhores práticas poderiam ser identificadas e iriam formar uma fronteira eficiente. Além disso, a metodologia permite medir o nível de eficiência de unidades que não pertencem à fronteira e identificar *benchmarks* com os quais essas unidades ineficientes podem ser comparadas (COOK & SEIFORD, 2009).

¹ *Decision Making Unit* (DMU) ou unidade tomadora de decisão: trata-se da unidade produtiva que se deseja avaliar e comparar com outras unidades da mesma natureza, sendo esta responsável pela conversão de entradas em saídas. (COOPER, SEIFORD e TONE, 2000 apud JUBRAN, 2006)

3.1. Bibliometria

Araujo e Barbirato (2017b) realizaram um levantamento bibliométrico de periódicos internacionais relacionados à Análise Envoltória de Dados publicados nos últimos 10 anos, ou seja, no período de 2006 a 2016.

O artigo em questão propôs cinco tipos de análises:

- Distribuição da produção ao longo do tempo: com esta análise é possível avaliar o quanto o tema em questão tem evoluído com relação ao número de publicações ao longo dos anos.
- Distribuição do número de publicações por autor: esta análise busca identificar os autores que vem se destacando com relação ao número de publicações na área dentro do período de tempo determinado.
- Periódicos de destaque no tema: tal análise permite inferir quais os periódicos que mais tem publicações no tema em questão e também a evolução temporal com relação ao número de publicações de cada um destes periódicos.
- Distribuição da produção com relação aos países de origem: esta análise busca identificar quais países se destacam em número de publicações sobre a DEA.
- Análises de citação, cocitação e coautoria: Estas análises permitem medir o impacto e a visibilidade de determinados autores, identificar a co-ocorrência de citação de dois autores na produção científica e usar dados de coautoria para medir colaboração, respectivamente. (ARAUJO e BARBIRATO, 2017, p.8)

3.1.1. Distribuição da produção ao longo do tempo

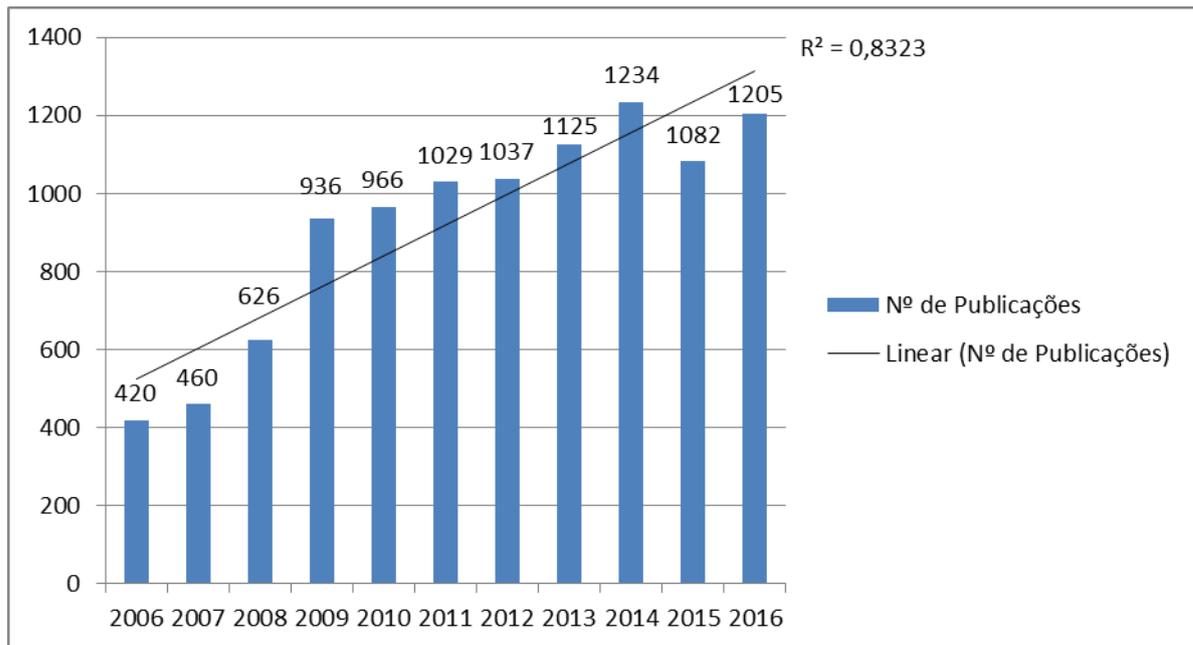
A metodologia DEA tal como se apresenta atualmente foi desenvolvida em 1978 por Charnes, Cooper e Rhodes com a publicação do artigo “*Measuring the efficiency of decision making units*”. Neste artigo foi apresentado o primeiro modelo clássico, o modelo CCR, que trabalha com retornos constantes de escala e é utilizado até os dias de hoje.

Seis anos depois, Banker, Charnes e Cooper publicam o artigo “*Some models for estimating technical and scale inefficiencies in data envelopment analysis*” no qual ampliam a aplicação da metodologia para retornos variáveis de escala e apresentam o segundo modelo clássico, o modelo BBC.

Posteriormente, diversos outros autores publicaram novas contribuições aos métodos clássicos através de melhorias ou novas aplicações. A Figura 4 ilustra como se deu a distribuição da produção ao longo do período de 2006-2016.

No ano de 2006, o número de publicações com o tema em questão ultrapassa a marca de 400 documentos publicados. Desde então, tem-se uma tendência de crescimento como sugere a linha de tendência linear com $R^2 = 0,8323$. No ano de 2015 houve uma pequena queda no número de documentos publicados em relação ao ano anterior. No entanto, em 2016 esse número já volta a subir.

Figura 4 - Distribuição de publicações ao longo dos anos



Fonte: Araujo e Barbirato (2017b)

O Quadro 1 apresenta os dez artigos mais citados que foram publicados dentro do período de interesse. O artigo mais recente entre os listados foi publicado em 2010 por Simar & Wilson e intitula-se “*A general methodology for bootstrapping in non-parametric frontier models*”. Este artigo propõe uma metodologia geral para *bootstrapping* em modelos de fronteira, estendendo o método mais restritivo proposto em Simar & Wilson (1998), permitindo a heterogeneidade na estrutura de eficiência.

Quadro 1 - Os dez artigos mais citados publicados entre 2006-2016

Autores	Ano	Artigo	Nº citações
Simar, L.; Wilson, P.W.	2007	<i>Estimation and inference in two-stage, semi-parametric models of production processes</i>	876
Cook, W.D.; Seiford, L.M.	2009	<i>Data envelopment analysis (DEA) – Thirty years on</i>	488
Zhou, P., Ang, B.W., Poh, K.L.	2008	<i>A survey of data envelopment analysis in energy and environmental studies</i>	414
Emrouznejad, A., Parker, B.R., Tavares, G.	2008	<i>Evaluation of research in efficiency and productivity: A survey and analysis of the first 30 years of scholarly literature in DEA</i>	405
Simar, L., Wilson, P.W.	2010	<i>A general methodology for bootstrapping in non-parametric frontier models</i>	398
Hu, J.-L., Wang, S.-C.	2006	<i>Total-factor energy efficiency of regions in China</i>	382
Ho, W.	2008	<i>Integrated analytic hierarchy process and its applications - A literature review</i>	362
Kao, C., Hwang, S.-N.	2008	<i>Efficiency decomposition in two-stage data envelopment analysis: An application to non-life insurance companies in Taiwan</i>	344
Tone, K., Tsutsui, M.	2009	<i>Network DEA: A slacks-based measure approach</i>	244
O'Donnell, C.J., Rao, D.S.P., Battese, G.E.	2008	<i>Metafrontier frameworks for the study of firm-level efficiencies and technology ratios</i>	241

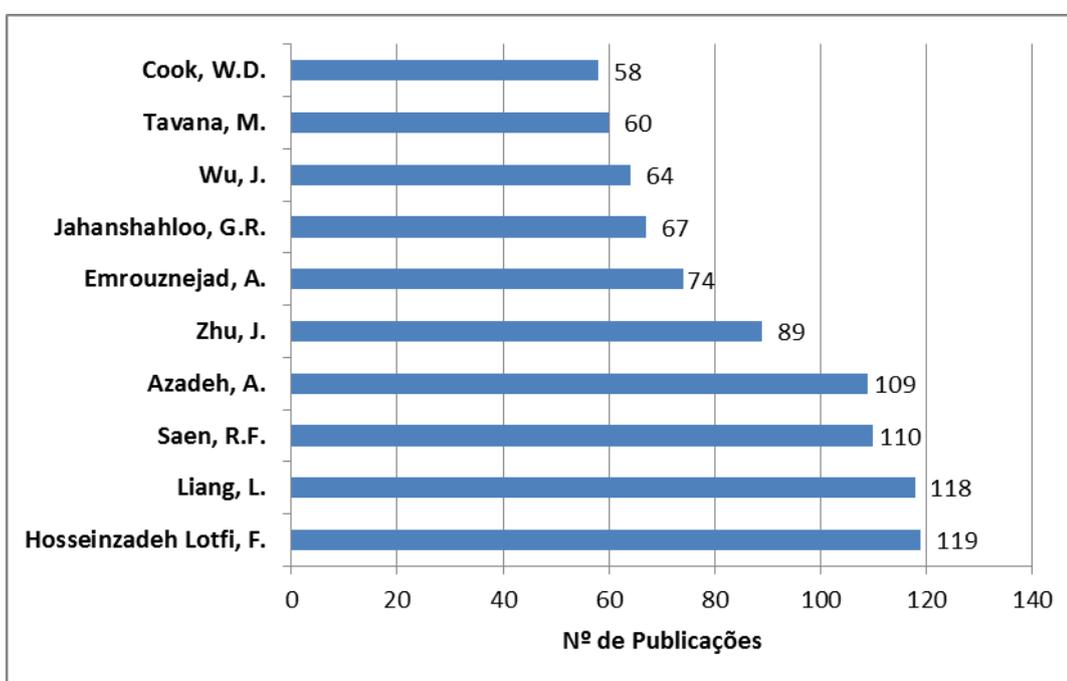
Fonte: Araujo e Barbirato (2017b)

3.1.2. Distribuição do número de publicações por autor

Esta análise teve como objetivo identificar os autores que apresentaram um maior número de publicações sobre DEA no período de interesse. A Figura 5 apresenta a relação de autores e número de publicações neste período.

Os nomes que mais se destacaram dentro deste contexto foram Hosseinzadeh Lotfi , Liang e Saen com 119, 118 e 110 publicações, respectivamente. Esses artigos foram publicados, geralmente, em conjunto com outros autores, inclusive alguns deles também constituem o histograma apresentado na Figura 5.

Figura 5 - Autores que se destacaram em número de publicações no período de interesse



Fonte: Araujo e Barbirato (2017b)

O Quadro 2 apresenta os três artigos mais citados de cada um desses autores em destaque.

Quadro 2 - Autores com maior número de publicações e seus três artigos mais citados

Autor	Artigo	Ano	Nº citações
Jahanshahloo, G.R., Junior, H.V., Lotfi, F.H., Akbarian, D.	<i>A new DEA ranking system based on changing the reference set</i>	2007	50
Jahanshahloo, G.R., Hosseinzadeh Lotfi, F., Jafari, Y., Maddahi, R.	<i>Selecting symmetric weights as a secondary goal in DEA cross-efficiency evaluation</i>	2011	43
Jahanshahloo, G.R., Hosseinzadeh Lotfi, F., Khanmohammadi, M., Kazemimanesh, M., Rezaie, V.	<i>Ranking of units by positive ideal DMU with common weights</i>	2010	31
Liang, L., Yang, F., Cook, W.D., Zhu, J.	<i>DEA models for supply chain efficiency evaluation</i>	2006	168
Cook, W.D., Liang, L., Zhu, J.	<i>Measuring performance of two-stage network structures by DEA: A review and future perspective</i>	2010	160
Wu, D., Yang, Z., Liang, L.	<i>Using DEA-neural network approach to evaluate branch efficiency of a large Canadian bank</i>	2006	145
Farzipoor Saen, R.	<i>Suppliers selection in the presence of both cardinal and ordinal data</i>	2007	96
Mirhedayatian, S.M., Azadi, M., Farzipoor Saen, R.	<i>A novel network data envelopment analysis model for evaluating green supply chain management</i>	2014	55
Lee, K.-H., Farzipoor Saen, R.	<i>Measuring corporate sustainability management: A data envelopment analysis approach</i>	2012	52

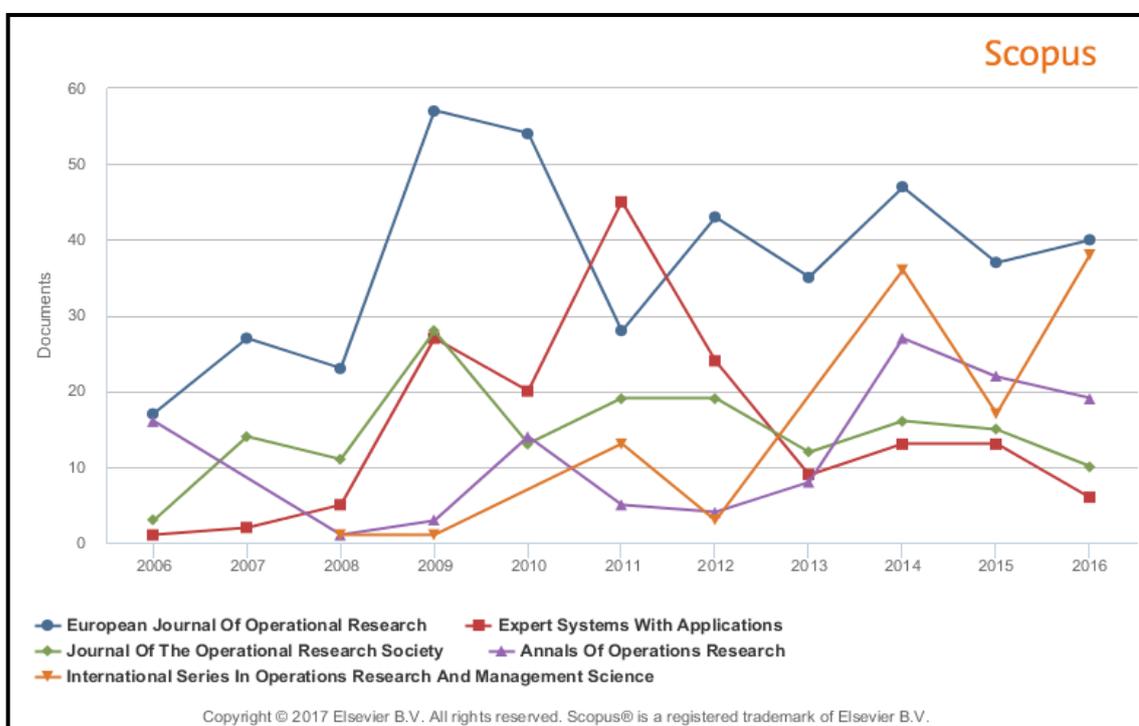
Fonte: Araujo e Barbirato (2017b)

3.1.3. Periódicos de destaque no tema

Esta é uma análise muito importante para pesquisadores que estão estudando um tema específico, uma vez que, através dela é possível inferir quais os periódicos que teriam interesse em publicar artigos na área e que, portanto, também seriam referências na mesma.

A Figura 6, retirada da base Scopus, apresenta a distribuição do número de publicações com o tema em questão ao longo dos últimos dez anos para os cinco periódicos de maior destaque na área.

Figura 6 - Distribuição de publicações na área ao longo do tempo



Fonte: Adaptado do base Scopus

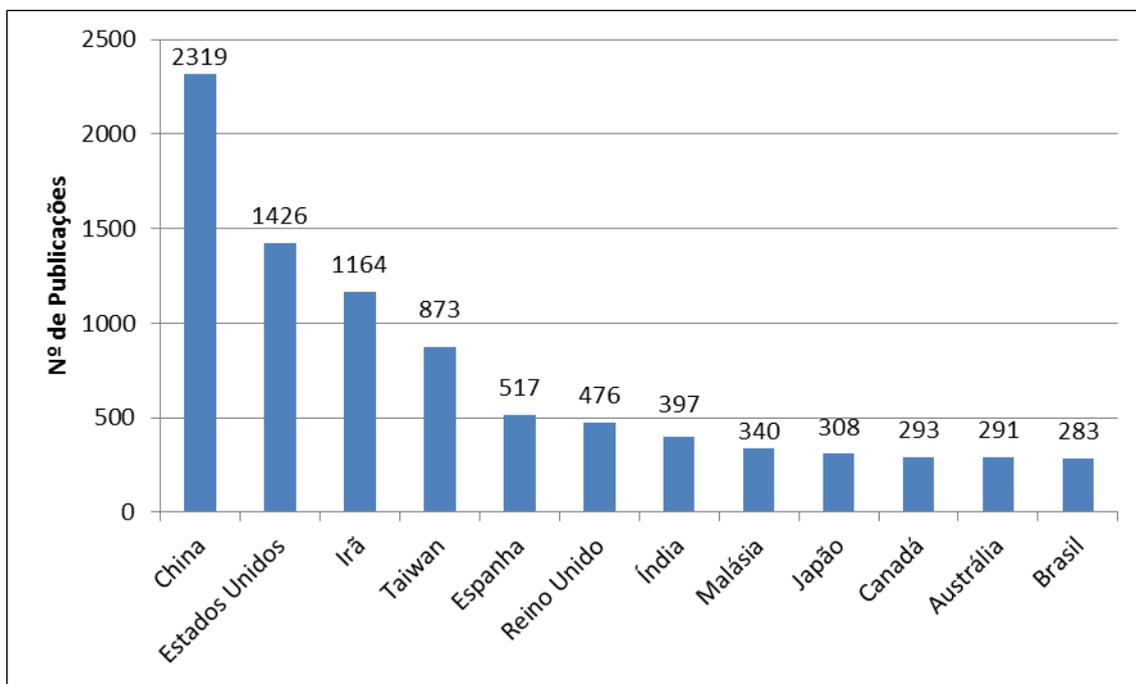
Uma análise da Figura 6 permite inferir que, atualmente, o periódico de maior destaque na área é o *European Journal Of Operacional Research*. Também é possível concluir que a metodologia perdeu um pouco de força no periódico *Expert Systems With Applications*, dado que obteve uma queda substancial no número de publicações nos últimos anos.

3.1.4. Distribuição da produção com relação aos países de origem

A Figura 7 apresenta a distribuição da produção científica nos últimos dez anos com relação aos países de origem. A China, os Estados Unidos e o Irã se destacam por terem

publicado mais de 1000 artigos na área dentro deste período. No entanto, a China se sobressai sobre os demais, ultrapassando a marca de 2000 artigos publicados em 10 anos.

Figura 7 - Distribuição da produção científica com relação aos países de origem



Fonte: Araujo e Barbirato (2017b)

Apesar da grande quantidade de artigos publicados pela China, são os Estados Unidos que se destacam quando o quesito é o número de citações. Eles são o país de origem de 4 dos 10 artigos mais citados apresentados no Quadro 1. Tal fato permite inferir que apesar de um maior número de publicações, a China não constitui o centro de referência na área.

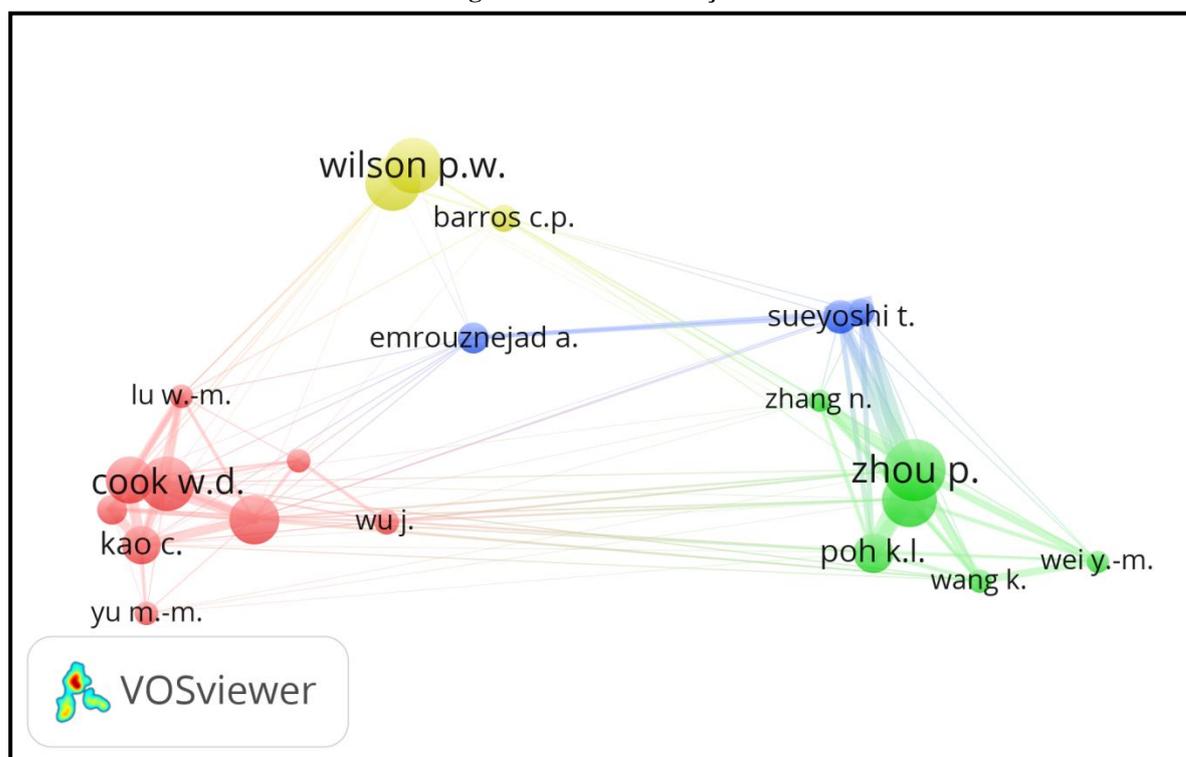
3.1.5. Análises de citação, cocitação e coautoria

De acordo com Moravcsik e Murugesan (1975), as citações podem medir realizações científicas individuais, de um grupo, de uma instituição, de um país e, até mesmo, podem retratar a evolução da ciência em geral ou de um campo específico.

A análise de citação permite identificar o número de citações recebidas por um documento, autor ou instituição de pesquisa, revelando a influência que os mesmos exercem no meio acadêmico.

Na Figura 8 é apresentada a rede de citação, na qual o relacionamento dos itens é determinado baseado no número de vezes que eles citaram uns aos outros.

Figura 8 - Rede de citação

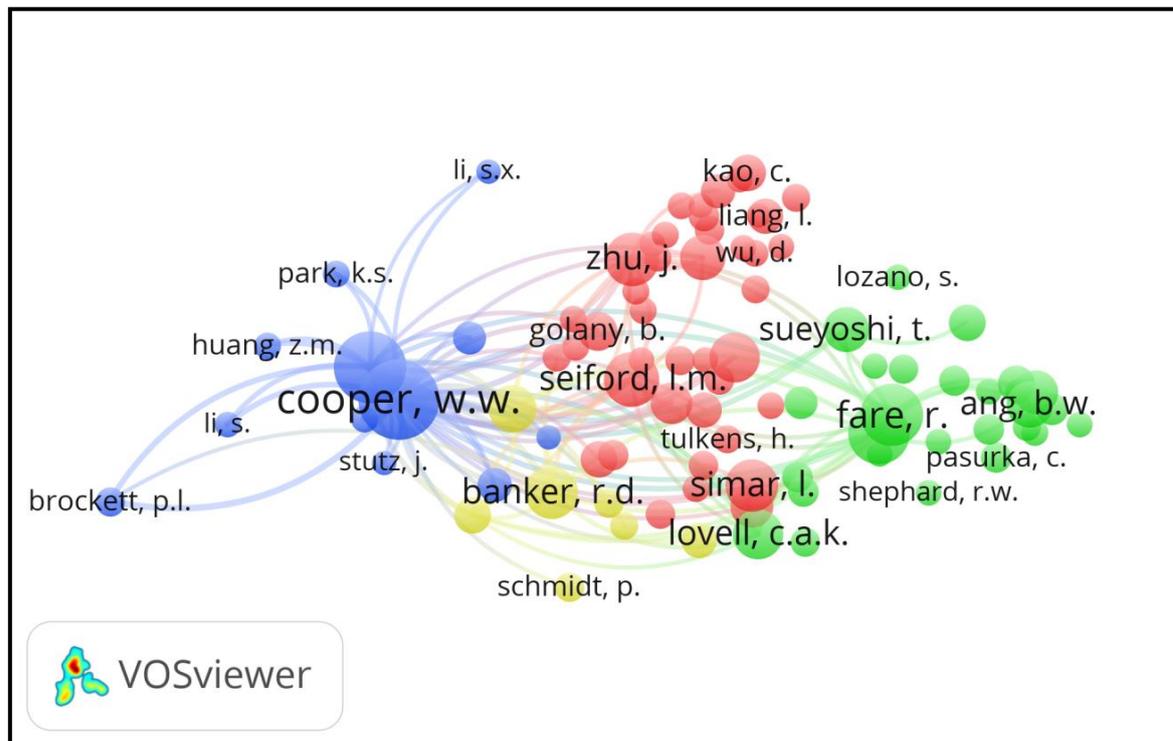


Fonte: Araujo e Barbirato (2017b)

Os autores que se destacaram foram Cook W.D. , Zhou P. e Wilson P.W. que aparecem na figura representados pelos maiores círculos, além de Zhu J., Simar L. e Liang L. que tiveram seus nomes omitidos da figura objetivando uma melhor visualização. Portanto, esses foram os autores citados mais vezes pelos demais autores da rede e representam os nomes de maior relevância na área dentro do período especificado.

A Figura 9 traz uma análise de cocitação. Tal análise é baseada na co-ocorrência de citação de dois autores em uma literatura posterior. Quanto maior a incidência de cocitação, maior a similaridade entre os autores citados.

Figura 9 - Rede de cocitação

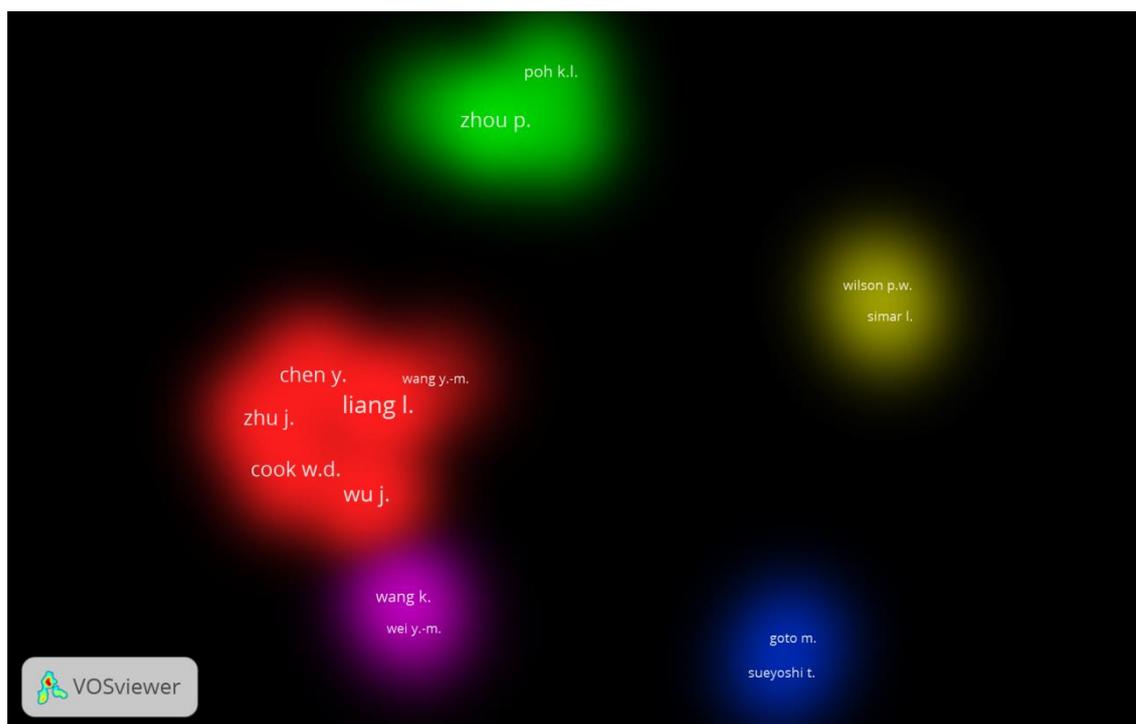


Fonte: Araujo e Barbirato (2017b)

Levando em consideração o número de vezes em que foram citados juntos, o conjunto de autores selecionados foi dividido em quatro clusters. No cluster vermelho aparecem nomes como Cooper W.W., Cook W.D., Emrouznejad A., Liang L., Rhodes E., Seiford L.M., Simar L. e Wilson P.W.. No cluster azul se encontram Charnes A., Cooper W.W., Seiford L., além de outros. Alguns nomes importantes que constituem o cluster amarelo são Banker R.D., Farrel M. J., Tharll R.M. e Tone K.. Já no cluster verde ficaram alguns autores de menor relevância.

Uma rede de coautoria é formada por autores que produziram juntos um ou mais artigos. Através dela, é possível identificar a existência de colaboração científica entre pesquisadores da área, assim como o grau de colaboração entre os mesmos. Na Figura 10 é apresentada a rede de coautoria da metodologia DEA considerando o período de 2006-2016.

Figura 10 - Rede de coautoria



Fonte: Araujo e Barbirato (2017b)

Com a análise da Figura 10, é possível verificar que a colaboração científica ocorre mais intensamente entre os autores Chen Y., Liang L., Zhu J., Cook W.D., Wu J. e Wang Y.M.. No entanto, outros quatro grupos de autores também colaboram entre si.

3.2. Modelos DEA

A Análise por Envoltória de Dados pode ser considerada, [...], como um corpo de conceitos e metodologias que está incorporada a uma coleção de modelos, com possibilidades interpretativas diversas (CHARNES, COOPER, LEWIN & SEIFORD, 1997, p. 23 apud NOVA & SANTOS, 2008).

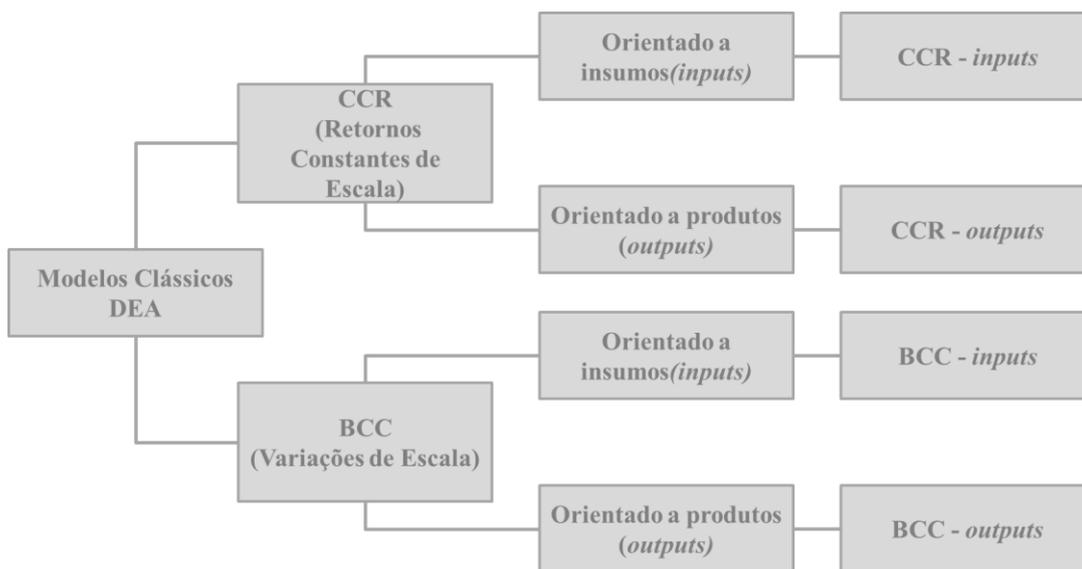
Existem dois modelos clássicos da Análise Envoltória de Dados e que são os mais largamente utilizados: o modelo CCR (CHARNES, COOPER & RODHES, 1978) que trabalha com retornos constantes de escala; e o modelo BCC (BANKER, CHARNES & COOPER, 1984) que considera situações de eficiência de produção com variações de escala e não assume proporcionalidade entre inputs e outputs.

Tais modelos podem assumir duas orientações dependendo de como é feita a projeção das DMUs ineficientes na fronteira de eficiência. De acordo com essa projeção, um modelo

pode ser orientado a inputs (quando se deseja minimizar os recursos, mantendo-se os valores dos resultados constantes) ou orientado a outputs (quando se deseja maximizar os outputs sem diminuir os inputs).

A Figura 11 traz um fluxograma com um resumo dos modelos clássicos DEA.

Figura 11 - Modelos clássicos DEA



3.2.1. Modelo CCR orientado a *inputs*

Esse modelo determina a eficiência pela otimização do quociente entre a soma ponderada das saídas (*outputs*) e a soma ponderada das entradas (*inputs*) generalizando, assim, a definição de Farrel (1957). Em sua formulação matemática considera-se que cada DMU k é uma unidade de produção que utiliza n *inputs* x_{ik} , $i= 1, \dots, n$, para produzir m *outputs* y_{jk} , $j= 1, \dots, m$. O modelo permite que cada DMU escolha os pesos para cada variável (*input* ou *output*), desde que esses pesos aplicados às outras DMUs não gerem uma razão superior a 1. O modelo matemático é apresentado abaixo:

$$Max\ Eff_0 = \left(\frac{\sum_{j=1}^s u_j y_{j0}}{\sum_{i=1}^r v_j x_{i0}} \right)$$

Sujeito a:

$$\frac{\sum_{j=1}^s u_j y_{jk}}{\sum_{i=1}^r v_j x_{ik}} \leq 1, \forall k$$

$$v_i, u_j \geq 0, \forall i, j$$

No modelo Eff_0 é a eficiência da DMU₀² em análise; v_i e u_j são os pesos de *inputs* i , $i=1, \dots, r$, e *outputs* j , $j=1, \dots, s$ respectivamente; e x_{i0} e y_{j0} são os *inputs* i e *outputs* j da DMU₀. A equação na forma como se apresenta acima se trata de um problema de programação fracionária que deve ser resolvido para cada uma das DMUs. Se as condições $u > 0$ e $v > 0$ forem relaxadas para $u \geq 0$ e $v \geq 0$, essa equação pode ser transformada em um problema de programação linear (PPL) fazendo com que o denominador da função objetivo seja igual a uma constante, normalmente igual à unidade (normalização do somatório dos inputs à unidade). O modelo a seguir representa o PPL:

$$Max\ Eff_0 = \sum_{j=1}^s u_j y_{j0}$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^r v_i x_{i0} = 1$$

$$\sum_{j=1}^s u_j y_{jk} - \sum_{i=1}^r v_i x_{ik} \leq 0, \forall k$$

$$v_i, u_j \geq 0, \forall i, j$$

3.2.2. Modelo CCR orientado a *outputs*

Nesse modelo h_0 representa por quanto todos os *outputs* devem ser multiplicados, mantendo-se constantes os *inputs*, para a DMU₀ atingir a fronteira eficiente. Logo, h_0 é um número maior do que 1 e a eficiência é $1/h_0$. O modelo na sua forma fracionária é apresentado abaixo:

² DMU₀: DMU que se encontra em análise naquele determinado momento.

$$\text{Min } h_0 = \left(\frac{\sum_{i=1}^r v_i x_{i0}}{\sum_{j=1}^s u_j y_{j0}} \right)$$

Sujeito a:

$$\frac{\sum_{i=1}^r v_i x_{i0}}{\sum_{j=1}^s u_j y_{j0}} \geq 1, \forall k$$

$$u_j, v_i \geq 0, \forall j, i$$

A seguir é apresentado o modelo linearizado (normalização do somatório dos outputs à unidade):

$$\text{Min } h_0 = \sum_{i=1}^r v_i x_{i0}$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^s u_j y_{j0} = 1$$

$$\sum_{j=1}^s u_j y_{jk} - \sum_{i=1}^r v_i x_{ik} \leq 0, \forall k$$

$$u_j, v_i \geq 0, \forall j, i$$

3.2.3. Modelo BCC orientado a *inputs*

Banker et al. (1984) estenderam o trabalho de Charnes et al. (1978) considerando retornos variáveis de escala, isto é, substituindo o axioma da proporcionalidade entre *inputs* e *outputs* pelo axioma da convexidade.

Nesse modelo u_* (para orientação a input) e v_* (para orientação a output) são variáveis interpretadas como fatores de escala.

- Variáveis positivas significam retornos decrescentes de escala
- Variáveis negativas retornos crescentes de escala
- Variáveis nulas retornos constantes de escala

O modelo BCC, também chamado de VRS (*Variable Return Scale*), é assim representado:

$$\text{Max } Eff_0 = \sum_{j=1}^s u_j y_{j0} + u_*$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^r v_i x_{i0} = 1$$

$$-\sum_{i=1}^r v_i x_{ik} + \sum_{j=1}^s u_j y_{jk} + u_* \leq 0, \forall k$$

$$v_i, u_j \geq 0, u_* \in \Re$$

3.2.4. Modelo BCC orientado a *outputs*

$$\text{Min } Eff_0 = \sum_{i=1}^r v_i x_{i0} + v_*$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^s u_j y_{j0} = 1$$

$$-\sum_{i=1}^r v_i x_{ik} + \sum_{j=1}^s u_j y_{jk} - v_* \leq 0, \forall k$$

$$v_i, u_j \geq 0, u_* \in \Re$$

3.3. Exemplo de aplicação dos modelos clássicos DEA

Soares de Mello et. al (2005) apresenta um exemplo numérico bem simples, porém bastante explicativo, de aplicação do modelo CCR orientado a inputs.

É apresentado um conjunto de 5 DMUs que empregam dois inputs e um output em seu processo produtivo. A formulação apresentada abaixo mostra a representação do PPL para a DMU A.

$$\begin{aligned} & \text{Max } Eff_A = 2u_1 \\ & \text{sujeito a} \\ & 4v_1 + 3v_2 = 1 \\ & 2u_1 - 4v_1 - 3v_2 \leq 0 \\ & 5u_1 - 1v_1 - 6v_2 \leq 0 \\ & 4u_1 - 2v_1 - 3v_2 \leq 0 \\ & 1u_1 - 1v_1 - 2v_2 \leq 0 \\ & 8u_1 - 10v_1 - 5v_2 \leq 0 \\ & u_1, v_1, v_2 \geq 0 \end{aligned}$$

Em DEA o número de PPLs a resolver é igual ao número de DMUs. Resolvidos os 5 PPLs, tem-se como unidades eficientes as DMUs B,C e E.

Tabela 2 - Dados do exemplo numérico

DMU	Input 1	Input 2	Output	Pesos			Eficiência (%)
				Input 1	Input 2	Output	
A	4	3	2	0,045	0,273	0,227	45,45
B	1	6	5	0,200	0,133	0,200	100,00
C	2	3	4	0,050	0,300	0,250	100,00
D	1	2	1	0,429	0,286	0,429	42,85
E	10	5	8	0,025	0,150	0,125	100,00

Fonte: Adaptado de Soares de Mello et. al (2005).

3.4. Armadilhas em DEA

A aplicação prática da DEA apresenta uma série de questões a serem examinadas e resolvidas incluindo aquelas relacionadas à homogeneidade das DMUs em análise, o conjunto *inputs/outputs* selecionado, a medição daquelas variáveis selecionadas e o peso atribuído a elas. Cada uma dessas questões pode representar dificuldades na prática. (DYSON et al., 2001)

Um dos pressupostos básicos da metodologia DEA é que as Unidades Tomadoras de Decisão (DMUs) sejam comparáveis, ou seja, sejam homogêneas. Segundo Dyson et al. (2001), para que isso seja verdade, é assumido que:

- As unidades exercem atividades similares e produzem produtos ou serviços comparáveis tal que um conjunto comum de outputs possa ser definido;
- Um conjunto similar de recursos está disponível para todas as unidades;
- As unidades operam em ambientes similares, uma vez que o ambiente externo, geralmente, impacta sobre o desempenho geral das DMUs.

Um segundo momento crucial no uso desta metodologia é a escolha do conjunto *input/output*, pois uma escolha equivocada pode gerar uma série de consequências indesejáveis.

Também de acordo com Dyson et al. (2001), existem quatro hipóteses chave com respeito ao conjunto *input/output* selecionado:

- Ele cobre todo o conjunto de recursos usados;
- Captura todos os níveis de atividade e desempenho medidos;
- São comuns a todas as unidades;
- A variação de ambiente foi avaliada e capturada se necessário.

A relação entre a quantidade de *inputs* e *outputs* selecionados e o número de DMUs avaliadas pode resultar em um problema muito comum nos modelos clássicos DEA que é a baixa discriminação de DMUs, ou seja, um grande número de DMUs na fronteira eficiente. A fim de contornar essa limitação é recomendado o uso de técnicas adicionais.

Um recurso bastante utilizado para contornar esse problema é a recomendação de Banker et al. (1989) de que o número de DMUs deve ser no mínimo igual ao produto do número de

variáveis de entrada pelo número de variáveis de saída ou igual a três vezes o total de variáveis, adotando o critério que fornecer o maior número de DMUs. No entanto, essa análise varia segundo o autor. Dyson et al. (2001), por exemplo, recomendam que o número de unidades deve ser pelo menos $2m \times n$, onde m é o número de *inputs* e n o número de *outputs*.

Outra técnica bastante utilizada é a fronteira invertida. Trata-se de uma avaliação pessimista das DMUs e consiste somente na inversão dos *inputs* com os *outputs* do modelo original fazendo com que a fronteira seja composta apenas pelas DMUs com as piores práticas gerenciais (“fronteira ineficiente”).

Seu conceito foi introduzido por Yamada et al. (1994) e Entani et. al (2002), e usado por Lins et. al (2005) e Leta et. al (2005). Segundo Leta et al. (2005), para ordenar então as DMUs, deve-se calcular um índice de eficiência agregado, que é a média aritmética entre a eficiência em relação à fronteira original e a ineficiência (= 1 - eficiência) em relação a fronteira invertida:

$$Eff_a = \frac{[Eff_p + (1 - Eff_i)]}{2}$$

Onde:

Eff_a = Índice de Eficiência Agregado

Eff_p = Eficiência Padrão

Eff_i = Eficiência Invertida

Por esse índice, a DMU mais eficiente é aquela que consegue ter um bom desempenho naquilo em que é melhor, dado pelo nível de eficiência clássica, sem ter um desempenho ruim naquilo em que é pior, dado pelo nível de eficiência invertida (LETA et al., 2005).

Alguns métodos contornam o problema da baixa capacidade de ordenar as DMUs considerando como norte limitar o número de variáveis, *Inputs e Outputs*, como uma estratégia de ao mesmo tempo manter uma relação causal entre o modelo e a realidade e atingir uma boa ordenação. Dentre esses métodos, um que se destaca é o Método Multicritério para Seleção de Variáveis em Modelos DEA (SOARES DE MELLO et al., 2002).

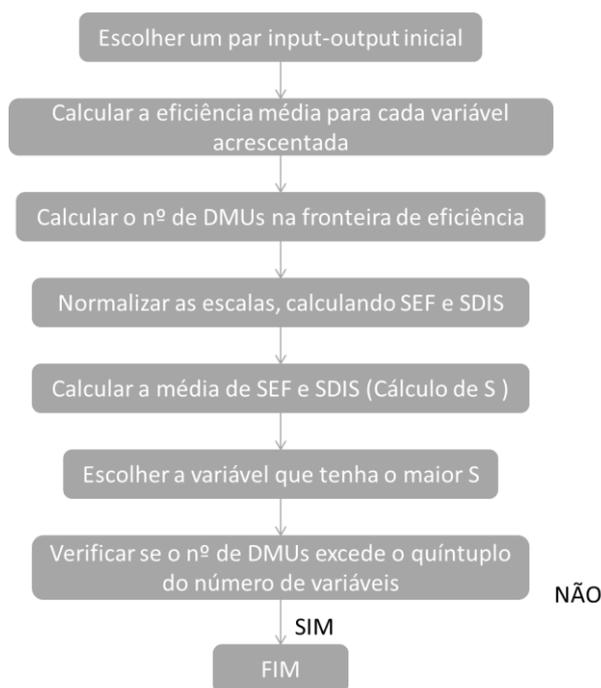
Nesse método, a relação causal é medida através de um ajuste à fronteira, calculado pela eficiência média de todas as DMUs. Já o poder de discriminação, leva em conta o

número de DMUs com a mesma eficiência. O ajuste à fronteira é medido através da eficiência média e sua normalização cria a variável SEF que atinge o valor 1 na eficiência máxima e zero na eficiência mínima.

A máxima discriminação é medida pelo número de DMUs eficientes, que se deseja minimizar. A normalização desta medida gera a variável SDIS que atinge valor 1 para o menor número de DMUs na fronteira e zero para o maior número. Para selecionar a variável a entrar no modelo, agregam-se os dois critérios em um único, S, através da soma ponderada entre SEF e SDIS.

A variável que apresentar maior valor de S é incluída no modelo e, se o número de variáveis não exceder 1/5 das DMUs, dá-se início novamente ao processo. Caso contrário, têm-se selecionadas todas as variáveis indispensáveis ao modelo. A Figura 12 mostra o algoritmo do método de forma simplificada.

Figura 12 - Algoritmo do Método Multicritério de Seleção de Variáveis.



Outra questão envolvendo o conjunto *input\output* é a hipótese de que eles são isotônicos, ou seja, um aumento nos recursos reduz a eficiência, enquanto que um aumento nos produtos aumenta a eficiência. Lidar com dados anti-isotônicos representa outro problema na aplicação da DEA. Dyson et al. (2001) apresenta como exemplo de dados deste tipo *outputs* indesejáveis como a emissão de poluentes.

Neste caso, pode-se utilizar a técnica proposta por Golany e Roll (1989) que consiste em calcular o valor inverso de cada *output* indesejado, transformando-o em *output* desejado. Outra possibilidade é subtrair o valor do fator indesejável de uma grande quantidade, resultando em um valor isotônico como apresentado por Dyson et al. (2001).

Uma terceira possibilidade de lidar com o problema é tratar o *output* indesejado como *input* no modelo DEA, método proposto por Reinhard, Lovell e Thijssen em 1999. Este método gera o mesmo conjunto de possibilidades de produção que incorporar os *outputs* como desejáveis. Segundo Gomes (2003), essa abordagem é mais intuitiva e representa melhor a lógica causal do modelo proposto ao minimizar o uso dos insumos (*inputs*).

O terceiro momento crucial na metodologia DEA é a atribuição dos pesos às variáveis escolhidas. Para Dyson et al. (2001), a liberdade para selecionar e manipular os pesos é um dos pontos mais delicados da DEA. Duas questões relevantes sobre o assunto são discutidas por ele: a hipótese da linearidade e os pesos de valor zero.

O problema da atribuição de pesos no modelo DEA é mais evidente no modelo CCR, pois pode fazer com que o valor de alguns *outputs* comecem a diminuir e então a função deixe de ser linear. Outra questão com relação à atribuição dos pesos é o fato de alguns modelos permitirem pesos com valor zero. Quando a nulidade do peso realmente ocorre indica que aquela variável não é levada em consideração, sendo que se tais fatores foram incluídos na avaliação DEA eles são importantes e devem ser considerados.

3.5. Outras abordagens sobre a Análise Envoltória de dados DEA

Apesar dos seus mais de 30 anos, a DEA continua recebendo grande atenção do meio acadêmico (COOK; SEIFORD, 2009). Além dos artigos clássicos sobre os modelos CCR e BCC, diversos outros autores produziram trabalhos sobre a técnica fazendo algumas modificações nos métodos clássicos ou utilizando-os como base para desenvolver outras metodologias e aplicações.

Banker (1984) introduziu o conceito de tamanho de escala mais produtivo e mostrou como a programação linear CCR pode ser empregada para estimar os retornos de escala. No entanto, seu trabalho é limitado a uma única solução ótima, ou seja, um único tamanho de escala mais produtivo. Assim como Banker, Charnes e Cooper (1984) na formulação do modelo BCC.

Essa limitação é evidentemente uma preocupação considerável para aplicações empíricas usando essa metodologia uma vez que múltiplas soluções ótimas são susceptíveis

de ocorrer. Charnes, Cooper e Thrall (1986,1991), Thrall (1988) e Seiford e Thrall (1990) escreveram sobre este assunto.

Em 1999, Cooper, Park e Yu, publicaram um artigo apresentando dois modelos (IDEA e AR-IDEA) para lidar com dados imprecisos na Análise Envoltória de Dados. O método Análise Envoltória de Dados Imprecisos (IDEA) permite a mistura de dados exatos e imprecisos e os transforma em programação linear comum. O modelo AR-IDEA inclui não só a capacidade de lidar com dados imprecisos, mas também conceitos de região de segurança.³

Seiford e Zhu (2002) mostram que o modelo DEA padrão pode ser usado para melhorar o desempenho aumentando os *outputs* desejáveis e diminuindo os *outputs* indesejáveis (poluentes, resíduos, etc.). O método pode também ser aplicado a situações onde alguns *inputs* precisam ser aumentados para melhorar o desempenho.

Diversas variações da técnica foram desenvolvidas, diferindo, por exemplo, no que diz respeito a ganhos de escala e ao modo como é calculada a distância de DMUs ineficientes até a fronteira (ZHU, 2003). Cooper, Seiford e Tone (2007) apontam um número crescente de estudos que combinam entre si os resultados gerados pela DEA, numa primeira etapa, com análises multivariadas de dados, como análise de regressão e análise estocástica da fronteira (*Stochastic Frontier Analysis – SFA*), numa segunda etapa.

Cook e Zhu (2007) estendem a estrutura da DEA para aplicar a conjuntos mais gerais onde DMUs caem em grupos distintos onde os membros experimentam circunstâncias similares. Nesses casos as DMUs de um grupo devem ser tratadas uniformemente em termos de alocações de multiplicadores. Nesse mesmo contexto, Cook, Ruiz, Sirvent e Zhu (2017) propõe uma abordagem baseada na DEA que é focada principalmente em *Benchmarking* e definição de metas.

Segundo Araujo e Barbirato (2017a), fica evidente a grande evolução pela qual a metodologia DEA tem passado desde a sua criação, tornando-a mais consistente e contornando alguns problemas como a baixa discriminação de DMUs.

³ O método de Regiões de Segurança – Assurance Region Method (AR) – desenvolvido por Thompson et al. (1990), recebe este nome pela adição de restrições aos modelos DEA clássicos que têm limites superior e inferior para cada multiplicador. Ou seja, limita a variação dos pesos a uma determinada região. As restrições da abordagem por AR são de dois tipos: Tipo I, ou método Cone Ratio, e Tipo II.

CAPÍTULO IV – METODOLOGIA

Os reservatórios do pré-sal apresentam uma concentração de CO₂ bem acima da média nacional. Tal característica impede que o gás natural produzido seja transportado até a costa sem que haja a prévia separação do contaminante, em função dos efeitos corrosivos do CO₂ nos equipamentos de transporte.

A técnica mais comumente usada para realizar essa separação é a de separação por membranas. No entanto, ela possui um custo elevado e ocupa uma área importante na unidade produtiva. Logo, torna-se inviável técnica e economicamente para reservatórios com alta RGO⁴ e elevado grau de contaminação por CO₂.

Enquanto técnicas adequadas não são desenvolvidas, os produtores de gás no pré-sal têm optado pela separação de CO₂ e escoamento por dutos ou a reinjeção. Caso nenhuma das duas opções seja viável, o poço não entra em produção.

Uma vez que novas técnicas ainda estão em desenvolvimento, o presente trabalho se propôs a avaliar a eficiência no aproveitamento do gás natural produzido de campos do pré-sal que já estão em produção com os recursos disponíveis atualmente. E assim, identificar se existe uma relação direta entre o grau de contaminação por CO₂ e o não aproveitamento desse gás.

Para isso, foram selecionados 11 campos dentre a lista dos maiores produtores do pré-sal de acordo com o Boletim Mensal de Produção de Petróleo e Gás Natural⁵. São eles:

- Campo de Lula
- Campo de Sapinhoá
- Campo de Jubarte
- Campo de Baleia Azul
- Campo de Baleia Franca
- Campo de Búzios
- Campo de Marlim Leste
- Campo de Caratinga
- Campo de Barracuda

⁴ RGO - Razão gás-óleo: Volume de gás natural produzido por volume de petróleo produzido, ambos medidos na condição padrão de medição. (ANP/INMETRO, 2013)

⁵ Boletim Mensal de Produção de Petróleo e Gás Natural de Janeiro de 2017. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim_de_janeiro-2017.pdf>. Acesso em fev 2017.

- Campo de Voador
- Campo de Marlim

No Anexo I é apresentada uma breve caracterização de cada um desses campos, com a sua localização, lâmina d'água, principal fluido de produção, histórico de produção, entre outras informações.

Utilizando os dados qualitativos mencionados anteriormente foram elaborados tabelas e gráficos que permitiram uma visualização mais clara dos cenários encontrados em cada campo e uma prévia comparação dos dados de produção.

No modelo DEA esses 11 campos petrolíferos representam 11 Unidades Tomadoras de Decisão (DMUs). O número de campos selecionados se deu em função dos dados disponíveis e na regra definida por Charnes et al. (1978) na qual o número total de DMUs deve ser pelo menos igual à duas vezes o somatório de *inputs* e *outputs*.

Foram definidos apenas um *input* e dois *outputs*. O *input* consiste no volume total de gás produzido, já os dois *outputs* representam o volume de gás produzido que não é aproveitado (volume de gás de queima e de injeção para armazenamento) e o volume de gás produzido aproveitado (volume de gás pra consumo, injetado para a recuperação secundária e comercializado). O volume de gás utilizado como gás *lift* não foi considerado, pois logo que é injetado na coluna de produção é produzido novamente e muitas vezes o gás utilizado no processo tem origem externa ao reservatório.

Quadro 3 - Inputs e Outputs

<i>Input</i>	Volume Total de Gás Produzido
<i>Output1</i>	Volume de Gás Produzido Não-Aproveitado (Gás Queima + Gás Injeção Armazenamento)
<i>Output2</i>	Volume de Gás Produzido Aproveitado (Gás Consumo + Gás Injetado Recuperação Secundária + Gás Comercializado)

O volume de gás produzido que não é aproveitado é considerado como um *output* indesejável. Para contornar esse problema foi utilizada a técnica proposta por Golany e Roll (1989) que consiste em calcular o valor inverso de cada *output* indesejado, transformando-o em “*output*” desejado.

Outro problema bastante frequente na metodologia DEA é a baixa discriminação de DMUs pelos modelos clássicos. A fim de aumentar a discriminação de DMUs foi utilizada a fronteira invertida, além da recomendação de Charnes et al. (1978).

O modelo DEA utilizado foi o CCR por ser um dos modelos clássicos, ser amplamente utilizado e por considerar retornos constantes de escala. As análises que levaram a escolha do modelo serão discutidas detalhadamente no capítulo seguinte.

O modelo foi orientado para a maximização de *outputs*, uma vez que um valor maior de gás natural aproveitado (*output* desejável) representa, na abordagem do trabalho, uma maior eficiência para a DMU.

O *software* escolhido para a aplicação da metodologia foi o SIAD - Sistema Integrado de Apoio à Decisão. A escolha do SIAD se deu por ser um software livre e desenvolvido por pesquisadores brasileiros. Além do mais, o programa é bem completo e disponibiliza a utilização dos dois modelos clássicos DEA, orientação a *inputs* e *outputs*, fronteira invertida, além de alguns recursos avançados como restrição aos pesos e avaliação cruzada.

Os resultados obtidos com o software foram confrontados com os dados qualitativos dispostos no Anexo I desse trabalho. Além disso, o próprio software fornece informações que permitiram uma análise de sensibilidade do problema, tais como os *benchmarks* para cada DMU ineficiente e os alvos e folgas de cada uma delas.

CAPÍTULO V – RESULTADOS E DISCUSSÕES

Dos 11 campos selecionados para a pesquisa, três apresentam níveis de contaminação por CO₂ bem acima dos demais. São eles: Lula (10-20%), Sapinhoá (15-20%) e Búzios (22-25%). Caso o problema de pesquisa se confirme, seriam estes os campos com menor aproveitamento do gás natural.

Para confirmar tal hipótese foram selecionados dados de produção disponibilizados pela ANP⁶. O período de investigação foi de janeiro a dezembro de 2016 e as informações coletadas foram as apresentadas na Tabela 3 (Campo de Lula como referência).⁷

O volume de gás disponível representa a parte do gás produzido que foi disponibilizado para o mercado. A produção de gás total consiste da soma de produção de gás associado e não associado (sendo que, no Brasil, o gás produzido geralmente é associado). O volume injetado para armazenamento é a quantidade de gás produzida que foi armazenada em um reservatório já depletado (exaurido).

O volume de queima de gás representa a quantidade de gás natural que não foi aproveitado e então foi enviado para a queima no *flare*. O volume de gás para consumo representa a porção de gás natural que foi aproveitado para o consumo interno da plataforma. E o volume de gás injetado para a recuperação secundária consiste do volume de gás reinjetado no próprio reservatório para a manutenção da pressão e aumento do fator de recuperação⁸.

A Tabela 4 apresenta a produção média no ano de 2016 para cada um dos 11 campos. Os valores destacados mostram que os campos com maiores volumes de gás natural descartado foram Sapinhoá, Lula e Marlim, respectivamente. No entanto, trata-se de uma análise deveras simplista e que não leva em consideração, por exemplo, o fato dos campos de Sapinhoá e Lula apresentarem uma produção de gás total bem superior aos demais. Assim, somente tal análise não seria suficiente para uma afirmação consistente.

⁶ <http://anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>

⁷ Mm³- Milhões de metros cúbicos.

⁸ Fator de recuperação é o percentual extraído de um reservatório de petróleo em relação ao volume total estimado. Ele varia em função do tipo de reservatório (porosidade das rochas) e das características do petróleo (mais ou menos leve). Inovações tecnológicas e metodológicas podem aumentar o fator. Fonte: ANP. Disponível em : < <http://www.anp.gov.br/wwwanp/noticias/anp-e-p/3644-1-seminario-da-anp-sobre-aumento-do-fator-de-recuperacao-reune-30-empresas>>. Acesso em: jan 2018.

Tabela 3 - Dados de produção Campo de Lula

Bacia	Campo	Estado	Mês	Ano	Vol. Gás Disponível (Mm ³)	Produção de Gás Total (Mm ³)	Produção de Gás Associado (Mm ³)	Produção de Gás Não Associado (Mm ³)	Vol. Gás Injetado para Armazenamento (Mm ³)	Vol. Queima de Gás (Mm ³)	Vol. Gás para Consumo (Mm ³)	Vol. Gás Injetado Recup. Secundária (Mm ³)
Santos	LULA	Rio de Janeiro	1	2016	134599,1569	598835,2489	598835,2489	0	0	10411,734	46501,048	407323,31
Santos	LULA	Rio de Janeiro	2	2016	124298,4277	592633,7067	592633,7067	0	0	36094,615	42570,229	389670,435
Santos	LULA	Rio de Janeiro	3	2016	141647,7233	627695,0813	627695,0813	0	0	44559,261	54099,232	387388,865
Santos	LULA	Rio de Janeiro	4	2016	47862,46791	447681,3119	447681,3119	0	0	35551,03	43164,729	321103,085
Santos	LULA	Rio de Janeiro	5	2016	138767,6662	588466,6382	588466,6382	0	0	16202,597	49099,535	384396,84
Santos	LULA	Rio de Janeiro	6	2016	145533,7209	681120,7309	681120,7309	0	0	15724,912	54884,654	464977,444
Santos	LULA	Rio de Janeiro	7	2016	112025,7634	762919,9864	762919,9864	0	0	33274,555	55408,78	562210,888
Santos	LULA	Rio de Janeiro	8	2016	229084,9629	789440,8709	789440,8709	0	0	38404,05	60385,424	461566,434
Santos	LULA	Rio de Janeiro	9	2016	260886,8664	857576,8704	857576,8704	0	0	24487,749	64072,559	508129,696
Santos	LULA	Rio de Janeiro	10	2016	298585,4913	851277,5363	851277,5363	0	0	22342,13	65374,412	464975,503
Santos	LULA	Rio de Janeiro	11	2016	425405,015	875547,653	875547,653	0	0	23023,997	66109,38	361009,261
Santos	LULA	Rio de Janeiro	12	2016	424452,9468	953767,9928	953767,9928	0	0	21389,282	72872,982	435052,782
SOMA					2483150,209	8626963,628	8626963,628	0	0	321465,912	674542,964	5147804,543

Tabela 4 - Dados de produção média por Campo

Bacia	Campo	Estado	Vol. Gás Disponível (Mm³)	Produção de Gás Total (Mm³)	Vol. Gás Injetado para Armazenamento (Mm³)	Vol. Queima de Gás (Mm³)	Vol. Gás para Consumo (Mm³)	Vol. Gás Injetado Recup. Secundária (Mm³)	Vol. Gás Descartado (Queima+Inj. Armazenamento)
Santos	LULA	Rio de Janeiro	2483150,209	8626963,628	0	321465,912	674542,964	5147804,543	321465,912
Santos	SAPINHOÁ	São Paulo	851233,6224	2871268,053	503351,912	52477,155	243163,813	1221041,551	555829,067
Campos	JUBARTE	Espírito Santo	1352577,646	1729273,966	0	42901,59668	331365,3523	0	42901,59668
Campos	BALEIA AZUL	Espírito Santo	552875,5823	624347,5744	0	11749,88672	58907,81558	0	11749,88672
Campos	BALEIA FRANCA	Espírito Santo	310205,1865	356251,2877	0	7852,32885	37662,46329	0	7852,32885
Santos	BÚZIOS	Rio de Janeiro	0	115378,514	0	108601,298	6777,216	0	108601,298
Campos	MARLIM LESTE	Rio de Janeiro	213475,417	520481,1563	61966,9019	32563,74072	201901,413	0	94530,64265
Campos	CARATINGA	Rio de Janeiro	93034,64418	163207,9946	0	11575,23314	58598,11724	0	11575,23314
Campos	BARRACUDA	Rio de Janeiro	161782,4914	292708,2987	0	16313,73167	114612,0757	0	16313,73167
Campos	VOADOR	Rio de Janeiro	18742,8286	25767,13259	0	2715,45982	3473,3645	0	2715,45982
Campos	MARLIM	Rio de Janeiro	288409,8204	823130,0179	0	149834,2908	339654,0174	0	149834,2908

Para determinar os campos que de fato não aproveitam o gás natural de maneira satisfatória foi utilizada a metodologia da Análise Envoltória de Dados usando como *input* o volume de gás natural total produzido e como *outputs* o somatório do volume de gás natural aproveitado (consumo + recuperação secundária + mercado) e o somatório do volume de gás natural não aproveitado (queima + injeção para armazenamento).

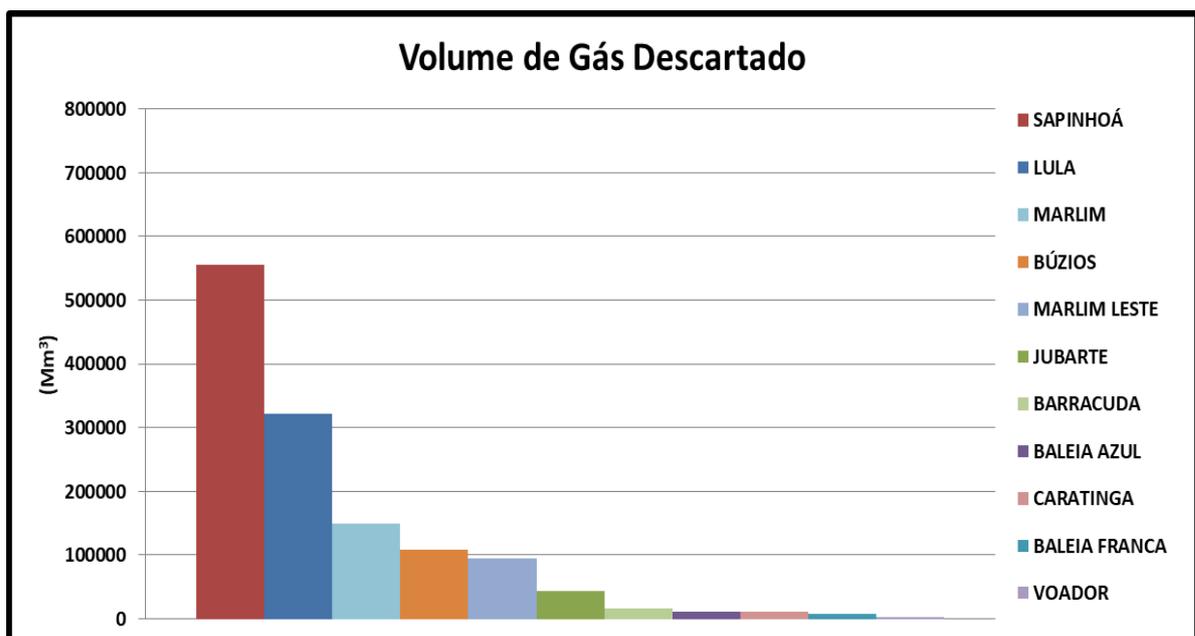
No entanto, antes mesmo de se aplicar a técnica, foram analisados as informações sobre os campos contidas no anexo I e os dados de produção de cada um deles para se ter uma ideia do resultado esperado e um embasamento para confrontar o resultado alcançado.

Alguns gráficos foram elaborados a fim de facilitar as análises, são eles:

- Volume de gás descartado por campo;
- Volume de gás aproveitado por campo;
- Volume de gás queimado por campo;
- Produção de gás total;
- Volume original de gás natural e óleo.

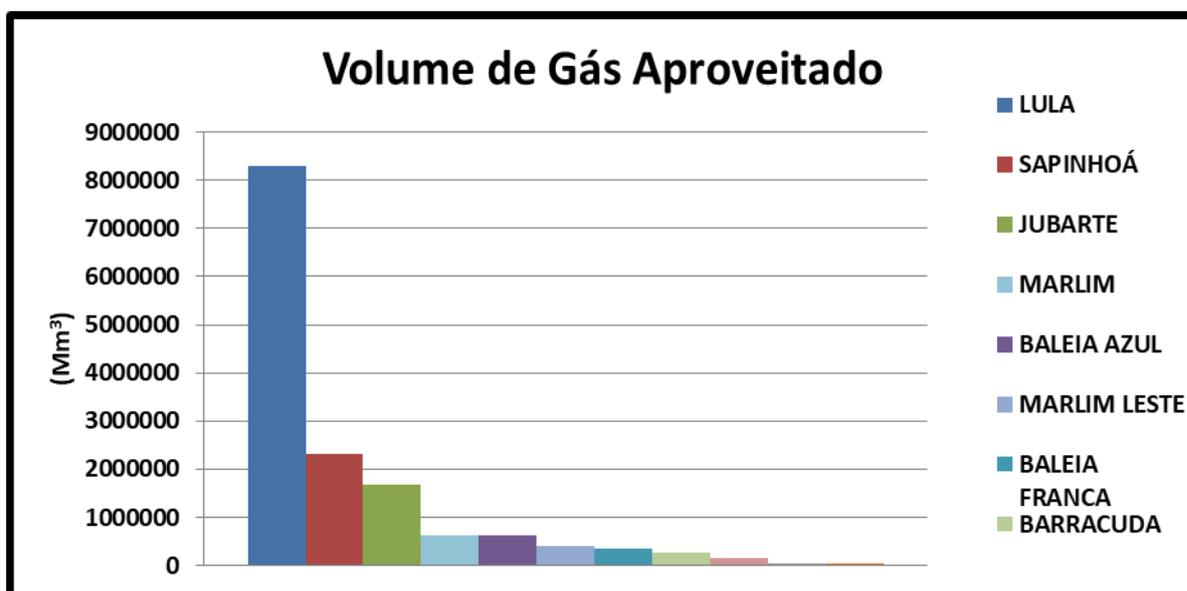
A Figura 13 apresenta o gráfico do volume de gás descartado durante um ano e torna mais clara a análise feita pela Tabela 4.

Figura 13 - Volume de gás descartado por campo



Na Figura 14 é apresentado o gráfico do volume de gás aproveitado por cada campo no ano de 2016. Um fato a ressaltar é que o Campo de Lula apesar de apresentar um grande volume descartado, também é o campo com maior volume aproveitado e de longe se destaca neste quesito em relação aos demais. Assim, o fato dele não aproveitar um volume significativo de gás natural pode ser apenas consequência de uma produção bem superior às demais.

Figura 14 - Volume de gás aproveitado por campo

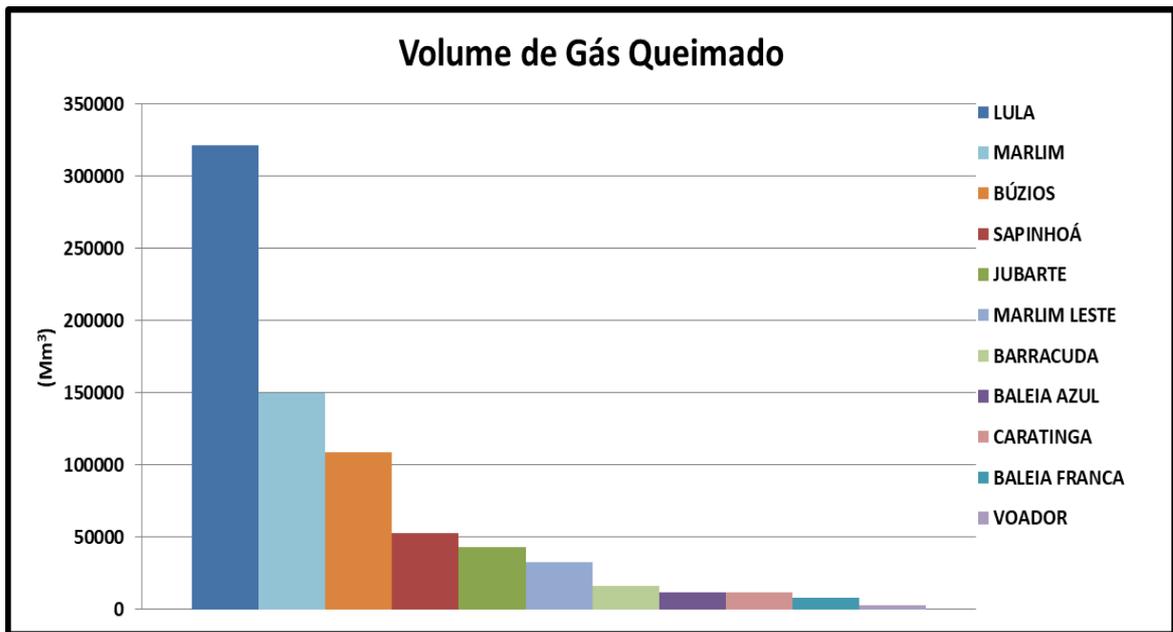


Um dos grandes problemas do não aproveitamento do gás natural está no fato de um dos destinos desse gás ser a queima. O gás queimado pelo *flare* é fonte de emissão de CO₂, um dos maiores responsáveis pelo efeito estufa.

No pré-sal esse problema se agrava, uma vez que o alto nível de contaminação por CO₂ em alguns campos faz com que as tecnologias de separação existentes hoje não sejam viáveis e o gás não possa ser aproveitado. Além disso, esses reservatórios possuem alta razão gás-óleo, ou seja, produzem um grande volume de gás associado.

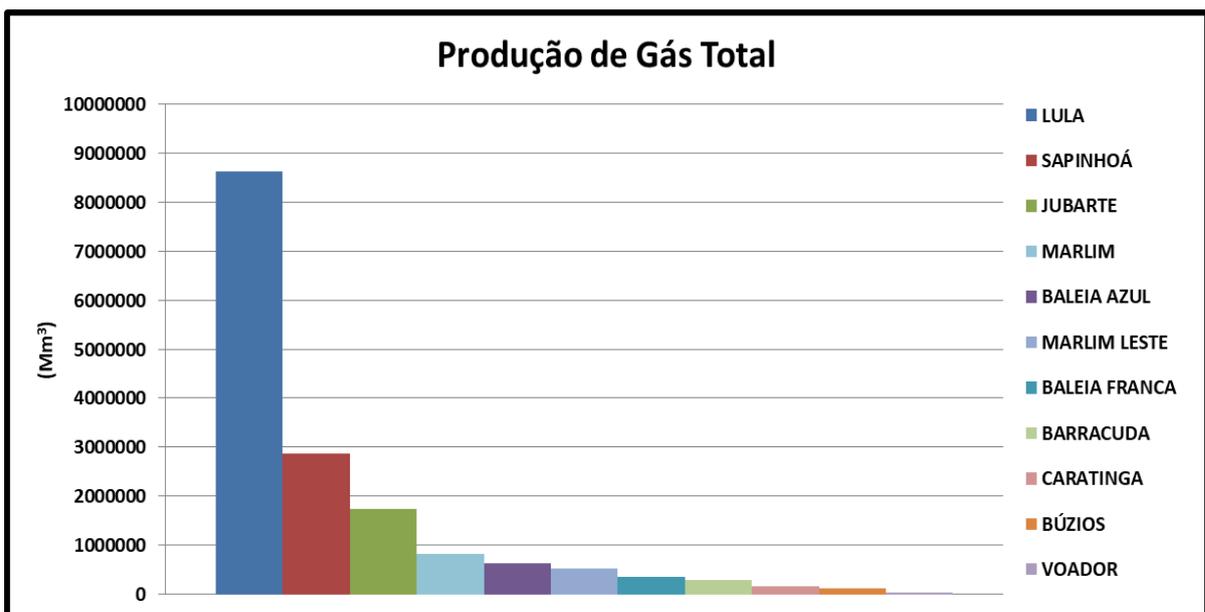
A Figura 15 traz o gráfico com o volume de gás queimado por campo. Através da análise desse gráfico é possível observar que o Campo de Lula queima aproximadamente o dobro do volume de gás natural que o Campo de Marlim (segundo maior volume de queima). O Campo de Búzios possui a terceiro maior volume de gás queimado, seguido por Sapinhoá.

Figura 15 - Volume de gás natural queimado por Campo



Na Figura 16 é apresentada a produção de gás natural total dos campos. A análise gráfica nos permite inferir que os Campos de Lula e Sapinhoá produziram os maiores volumes de gás natural no ano de 2016, seguidos pelos Campos de Jubarte e Marlim. Enquanto que o Campo de Búzios apresentou uma das menores produções dentre os campos analisados.

Figura 16 - Produção de gás natural total por campo em Mm³

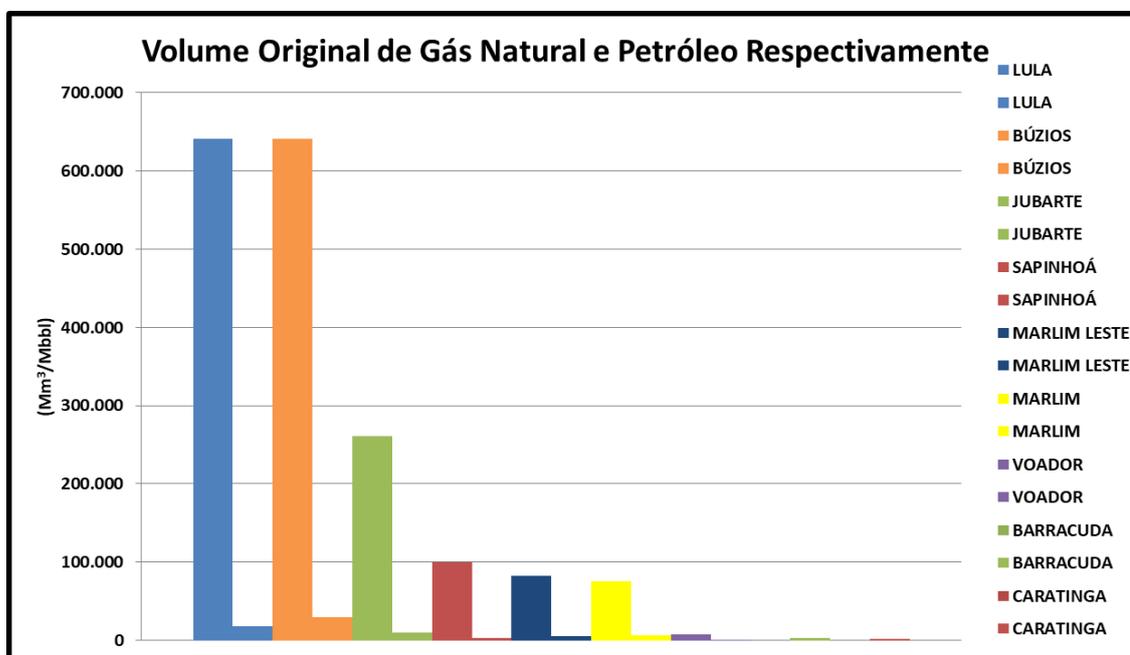


Os volumes originais de gás natural e petróleo são apresentados na Figura 17. Essa informação é de grande importância, pois nos dá uma ideia do potencial de produção que o campo possui.

O campo de Búzios, por exemplo, possui uma das menores produções no ano de 2016, no entanto, apresenta um dos maiores volumes originais de gás natural e petróleo. Isso ocorreu pelo fato de Búzios ser um campo recente e sua produção ter sido somente em função dos testes de formação e sistemas de produção antecipada.

Os Campos de Lula e Búzios são os que mais se destacam com relação ao volume original de óleo e gás natural.

Figura 17 - Volume original de gás natural e óleo por campo



Fonte: Elaborado pelos autores

Uma vez tendo DMUs, *inputs* e *outputs* definidos, é chegada a hora da escolha do modelo DEA a ser utilizado. Para tal, foram plotados os gráficos *inputs* x *outputs* para cada Campo e traçada a linha de tendência linear. Os gráficos de cada um dos campos são apresentados a seguir:

Figura 18 - Gráfico input versus output do Campo de Lula

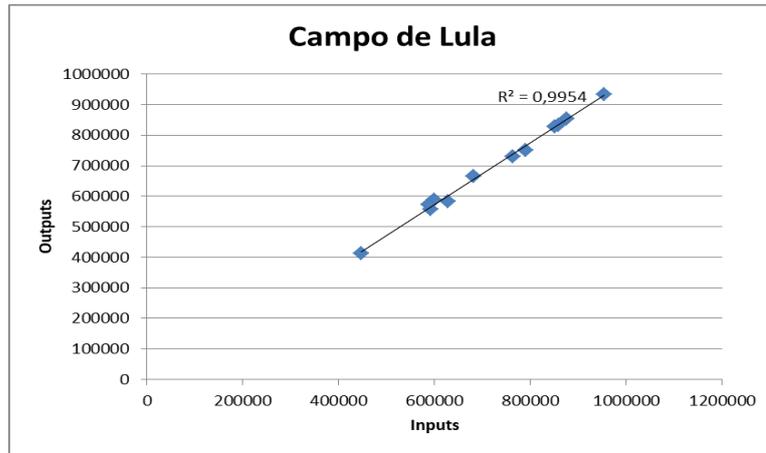


Figura 19 - Gráfico input x output do Campo de Sapinhoá

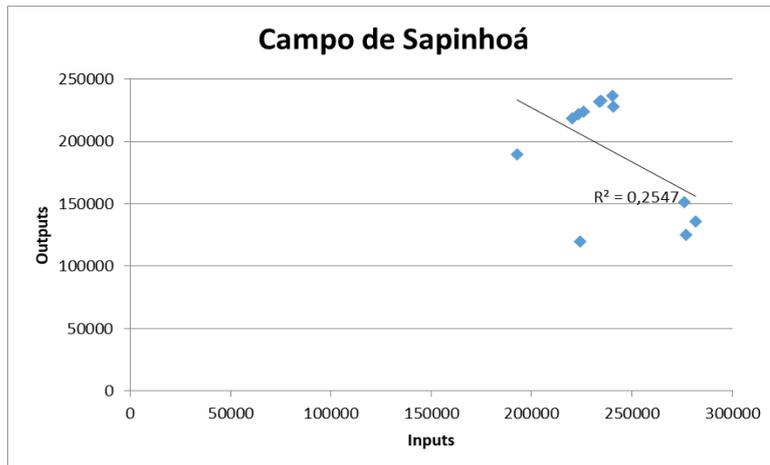


Figura 20 - Gráfico input x output do Campo de Jubarte

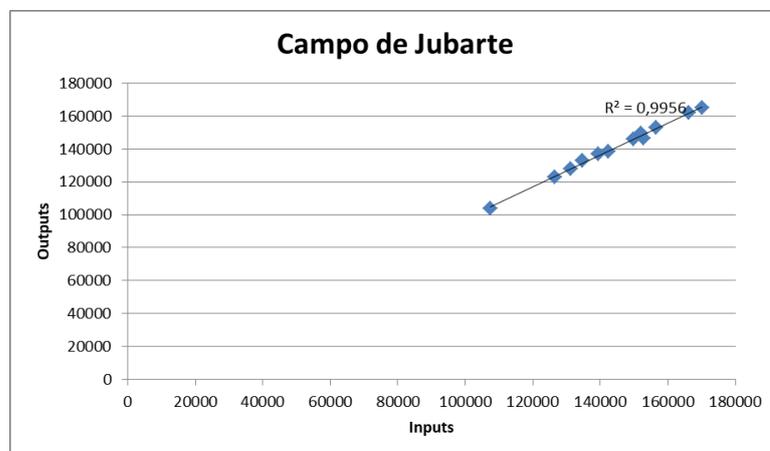


Figura 21 - Gráfico input x output do Campo de Baleia Azul

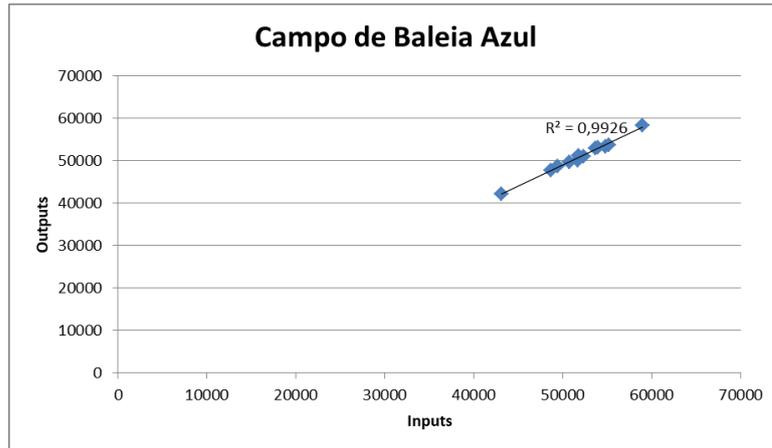


Figura 22 - Gráfico input x output do Campo de Baleia Franca

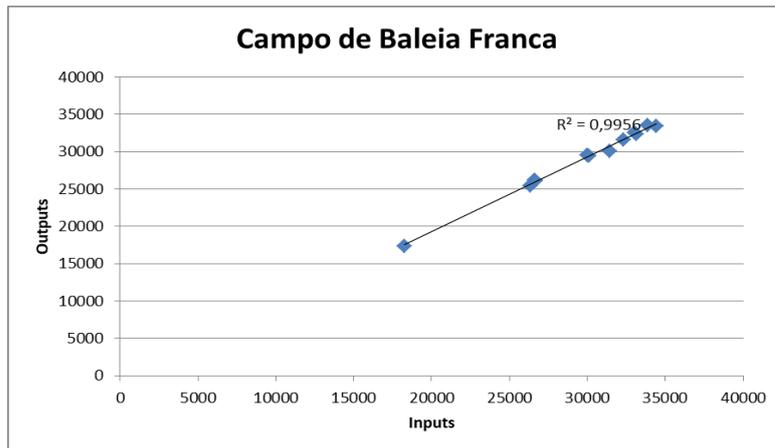


Figura 23 - Gráfico input x output do Campo de Búzios

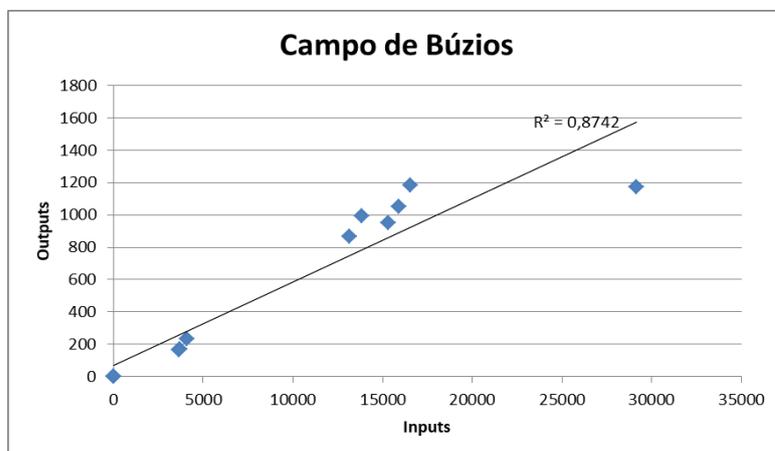


Figura 24 - Gráfico input x output do Campo de Marlim Leste

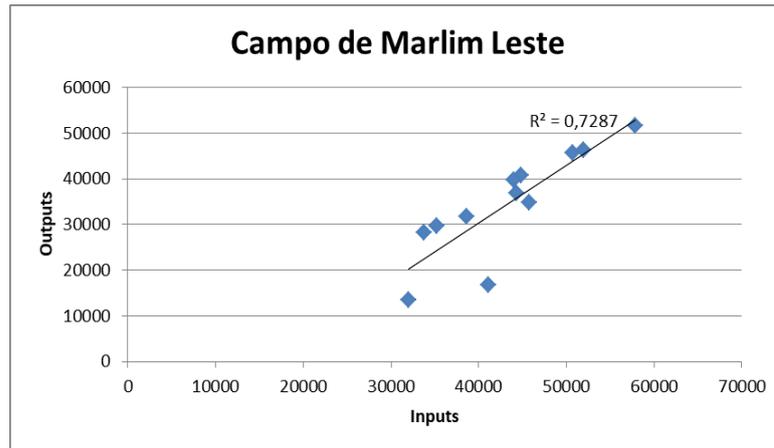


Figura 25 - Gráfico input x output do Campo de Caratinga

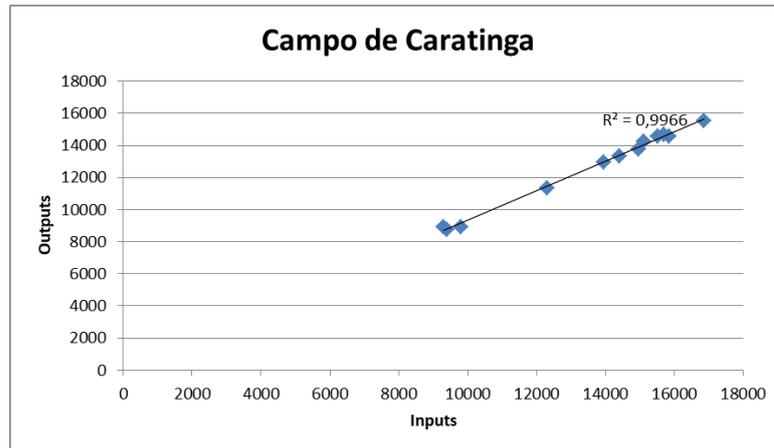


Figura 26 - Gráfico input x output do Campo de Barracuda

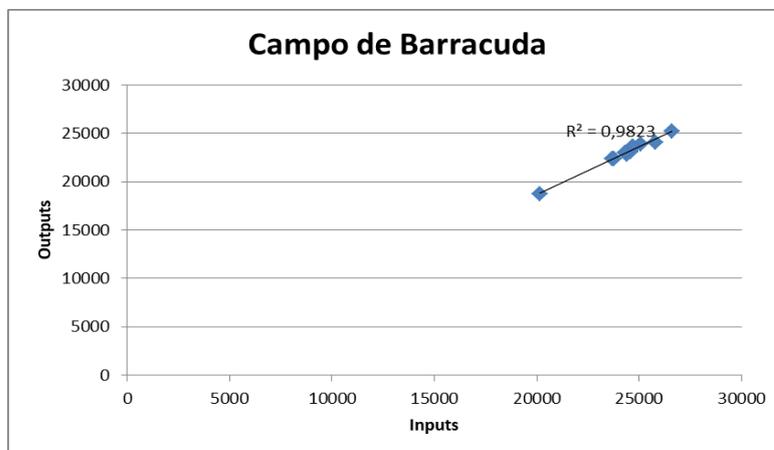


Figura 27 - Gráfico input x output do Campo de Voador

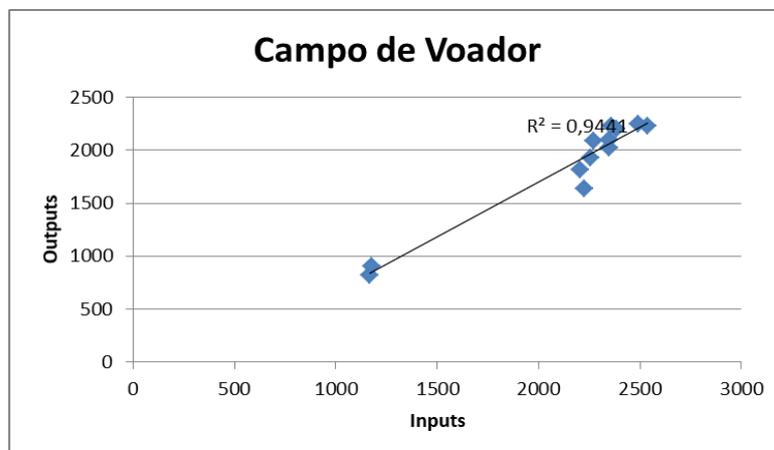
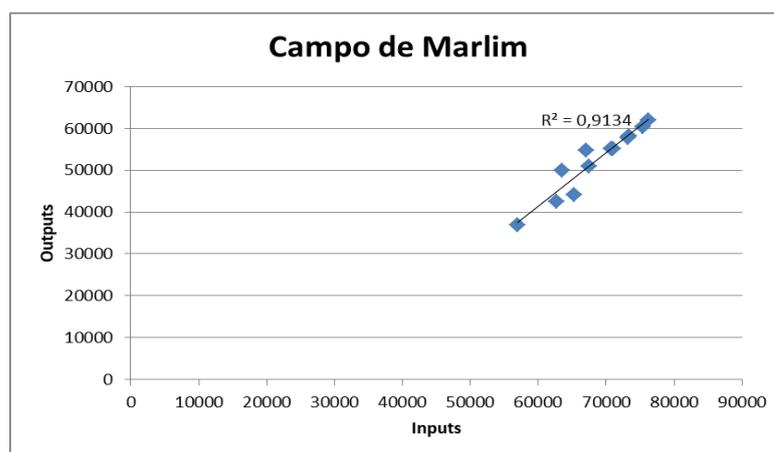


Figura 28 - Gráfico input x output do Campo de Marlim



Através da análise dos gráficos acima apresentados é possível concluir que os dados se comportam de forma linear, visto que o valor do coeficiente de determinação (R^2) foi bem próximo de 1 para a maioria dos Campos.

O Campo de Sapinhoá foi o único que apresentou um R^2 baixo devido a alguns pontos espúrios na parte inferior do gráfico. Essa diferença se deu em função de, nos meses referentes a esses pontos, a injeção para recuperação secundária ter sido nula. Enquanto que nos meses iniciais esses valores foram significativos.

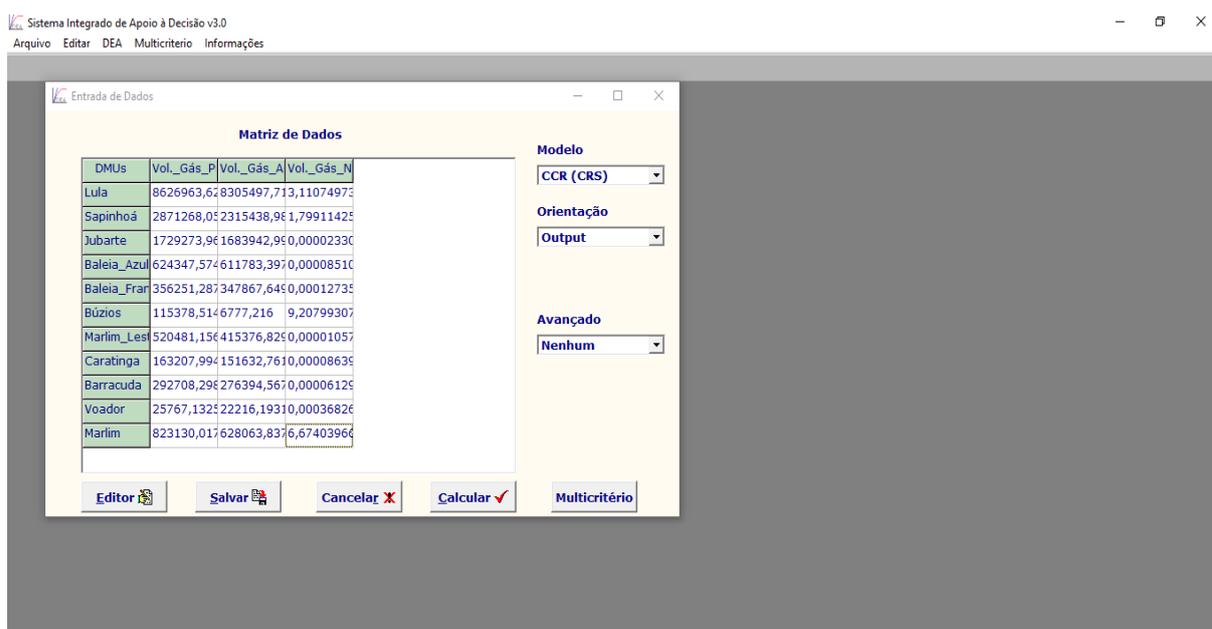
Uma vez que a relação entre *inputs* e *outputs* seja linear, o modelo apresenta retornos constantes de escala, ou seja, um aumento no *input* representa um aumento proporcional no

output. Assim, o modelo DEA considerado mais apropriado para o trabalho foi o modelo clássico CCR.

Para realizar a análise DEA, os dados médios de cada campo foram lançados no software SIAD. O SIAD é implementado em Delphi 7.0 e utiliza o algoritmo Simplex para resolver os PPLs utilizados por DEA. Além dos modelos clássicos de DEA, inclui modelos avançados, como modelos DEA com restrições aos pesos, fronteira invertida e incertezas nos dados.

Conforme justificado acima o modelo escolhido para a análise foi o CCR e a orientação foi à *output*. Nenhum recurso avançado foi utilizado. A Figura 29 apresenta a tela do software SIAD no momento da entrada dos dados introduzidos manualmente.

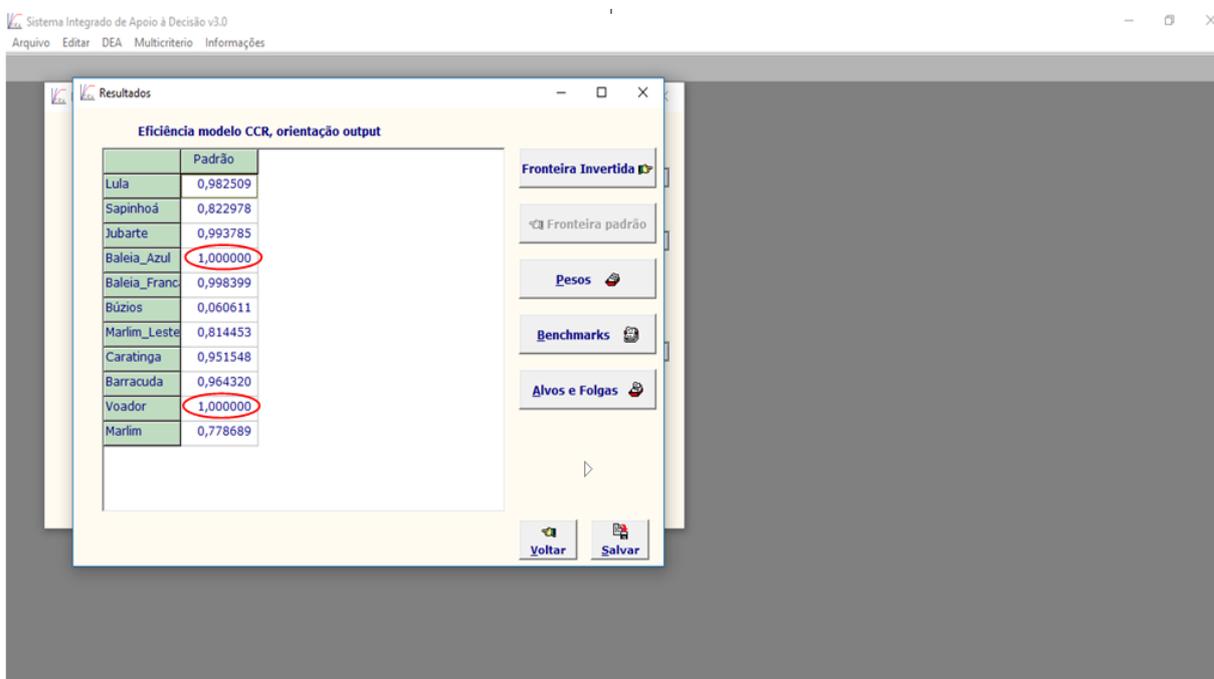
Figura 29 - Software SIAD no momento da entrada de dados



Fonte: Software SIAD

Ao selecionar o botão calcular é aberto uma segunda janela com os valores da eficiência de cada um dos Campos. A Figura 30 apresenta tais valores. Apenas duas DMUs apresentaram-se 100% eficientes, Baleia Azul e Voador.

Figura 30 - Software SIAD no momento da saída de dados



Fonte: Software SIAD

Além de calcular a eficiência de cada uma das DMUs, a metodologia DEA permite que um conjunto de unidades de referência possa ser usado como *benchmarking* (ponto de referência) na melhoria do desempenho das unidades menos eficientes. Estes *benchmarks* indicam o que precisa ser modificado nos inputs ou outputs e como melhorá-los para transformar unidades ineficientes em eficientes. (CAVALCANTI & FARIA, 2009)

A Tabela 5 apresenta os *benchmarks* para cada uma das DMUs. A fronteira de eficiência no ano de 2016 é composta pelos Campos Baleia Azul e Voador. Esses campos constituem os *benchmarks* para as demais DMUs ineficientes. Com exceção dos campos eficientes e do Campo de Búzios, todas as outras DMUs tiveram como principal *benchmark* o Campo de Baleia Azul.

Tabela 5 - Benchmarks para cada DMU

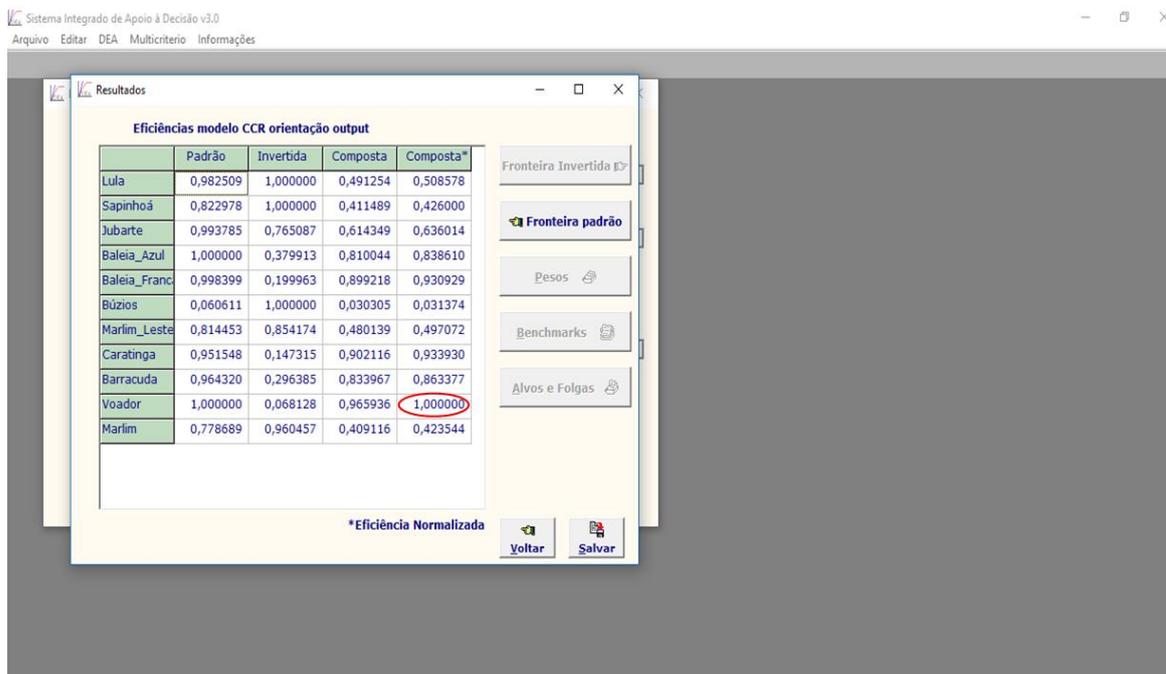
DMUs	<i>Benchmarks</i>	
Lula	Baleia Azul	
Sapinhoá	Baleia Azul	
Jubarte	Baleia Azul	
Baleia Azul	Baleia Azul	
Baleia Franca	Baleia Azul	Voador
Búzios	Voador	Baleia Azul
Marlim Leste	Baleia Azul	
Caratinga	Baleia Azul	Voador
Barracuda	Baleia Azul	Voador
Voador	Voador	
Marlim	Baleia Azul	

Somente a análise da fronteira de eficiência padrão muitas vezes não é suficiente para afirmarmos com certeza as DMUs mais eficientes. Isso ocorre porque às vezes uma DMU é muito boa em uma característica em que tem um bom desempenho, no entanto, é muito ruim naquela em que seu desempenho não é dos melhores.

A fronteira invertida consiste de uma técnica para aumentar a discriminação das DMUs. Utilizando esta técnica, a DMU mais eficiente passa a ser aquela que consegue ter um bom desempenho naquilo em que é melhor, dado pelo nível de eficiência clássica, sem ter um desempenho ruim naquilo em que é pior, dado pelo nível de eficiência invertida (LETA et al., 2005).

A Figura 31 apresenta os resultados alcançados com a aplicação da fronteira invertida. Com a técnica foi possível determinar uma única DMU 100% eficiente destacada pela elipse em vermelho na figura, o Campo de Voador. As DMUs consideradas menos eficientes foram Búzios, Sapinhoá e Marlim, respectivamente.

Figura 31 - Aplicação da fronteira invertida



Fonte: Software SIAD

De acordo com González-Araya & Estellita-Lins (2002) e González-Araya (2003), a fronteira eficiente possui regiões com propriedades diferentes. Isso ocorre porque as faces geradas pelas DMUs eficientes podem ou não cumprir as condições de eficiência de Pareto-Koopmans. As faces que não cumprem tais condições são denominadas regiões não Pareto-Koopmans eficientes ou fracamente eficientes e a projeção radial das DMUs ineficientes nessas regiões apresenta folgas diferentes de zero nos *inputs* e/ou nos *outputs*.

Os alvos representam os valores de *input* ou *output* que as DMUs não eficientes devem atingir para alcançarem a fronteira, ou seja, tornarem-se eficientes. No caso da orientação à *output*, como é caso do estudo, os alvos representam os valores de *outputs* que as DMUs ineficientes deveriam alcançar para atingir a eficiência. Quanto maior a diferença entre o valor do *output* e o valor do alvo de uma DMU, mais longe da fronteira ela se encontra e, portanto, menos eficiente ela é.

Os alvos e folgas também são fornecidos pelo software e apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Alvos e folgas para as DMUs

DMUs	Vol. Gás Aproveitado	Folga	Alvo	Vol. Gás Descartado	Folga	Alvo
Lula	8305497.716	0	8453357.3	0.00000311	0.001173	0.001176
Sapinhoá	2315438.986	0	2813487.5	0.00000180	0.000389	0.000391
Jubarte	1683942.998	0	1694474.6	0.0000233092	0.000212	0.000236
Baleia Azul	611783.3979	0	611783.3979	0.0000851072	0	0.0000851072
Baleia Franca	347867.6498	0	348425.47	0.000127351	0	0.000128
Búzios	6777.216	0	111922.92	0.00000921	0	0.000152
Marlim Leste	415376.83	0	510007.16	0.0000105786	0.000058	0.000071
Caratinga	151632.7614	0	159353.81	0.0000863913	0	0.000091
Barracuda	276394.567	0	286621.18	0.0000612981	0	0.000064
Voador	22216.1931	0	22216.1931	0.000368262	0	0.000368262
Marlim	628063.8378	0	806565.61	0.00000667	0.000104	0.000112

Por meio desses resultados é possível inferir que a DMU mais eficiente e que, portanto, deveria servir como parâmetro para as demais DMUs foi o Campo de Voador. O Campo de Voador está localizado na Bacia de Campos, a noroeste do Campo de Marlim, a cerca de 110 km do cabo de São Tomé, sob lâmina d'água que varia de 400 a 700 m e possui 81,82 km² como área de desenvolvimento. Sua produção teve início em novembro de 1992 e o Campo tem como fluido principal o óleo.

Atualmente os arenito-reservatórios (pós-sal) não estão em produção, sendo previsto retorno por meio da UEP-1 do Projeto de Revitalização de Marlim e Voador. A partir de julho de 2015 o reservatório carbonático (pré-sal) da formação Macabu, do grupo Lagoa Feia, tem apresentado produção, cujo mecanismo de produção primário é o de gás em solução, que está sendo drenado por um poço direcional produtor.

O Campo de Voador, mesmo produzindo somente fluidos provenientes do pré-sal, não está entre os campos com maiores níveis de CO₂. Esse fato faz com que o aproveitamento do

gás natural seja facilitado e, portanto, era de se esperar que ele estivesse entre os campos mais eficientes.

O resultado mais relevante para a pesquisa, entretanto, está nas DMUs menos eficientes. Tal resultado ratificará ou não a hipótese inicial que prevê uma relação direta do nível de contaminação por CO₂ com o não aproveitamento do gás natural. Através da análise da fronteira padrão, da fronteira invertida e dos alvos, é possível identificar as DMUs menos eficientes como sendo Búzios, Marlim, Sapinhoá e Lula, respectivamente.

Esse resultado confirma em parte a questão de pesquisa, uma vez que era esperado que os Campos de Búzios, Sapinhoá e Lula estivessem entre os campos menos eficientes, já que eles apresentam os maiores níveis de contaminação por CO₂.

Vale ressaltar que o Campo de Búzios é um campo relativamente novo e que teve sua produção somente em função de testes de formação e sistemas de produção antecipada onde é normal que se tenha uma queima de gás natural com maior intensidade. Logo, não é possível afirmar que a sua ineficiência se deu em função do seu alto nível de contaminação.

No entanto, o Campo de Marlim aparece como a segunda DMU menos eficiente e o nível de contaminação por CO₂ nesse campo não é dos maiores. Esse fato permite concluir que o não aproveitamento do gás natural está sim fortemente relacionado com o nível de contaminação por CO₂ do campo, mas não se trata do fator determinante para que isso ocorra.

Muitos outros fatores como a distância da costa, capacidade da unidade produtora, tempo de vida do Campo, volume de gás produzido, fluidos principais do reservatório, entre outros, influenciam e muito no melhor aproveitamento do gás natural.

CAPÍTULO VI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1. Conclusões

A descoberta do pré-sal significou uma revolução no setor petrolífero do Brasil e do mundo. O óleo de excelente qualidade e em quantidade bem superior àquela encontrada nos reservatórios do pós-sal fez com que os olhos do mundo todo se voltassem para o país.

Mas não é só o óleo do pré-sal que merece destaque, o gás nesse tipo de reservatório é considerado um gás rico por possuir diversos componentes intermediários (como propano, butano e outros) que permitem a extração de muitos produtos de alto valor. Além disso, quase todos os principais reservatórios do pré-sal produzem gás associado em grande volume.

No entanto, por se tratar de território ainda pouco explorado e de formação complexa, o pré-sal ainda possui alguns desafios a serem superados. Um desses desafios é o alto nível de contaminação por CO₂ apresentado por vários desses reservatórios.

Alguns desses reservatórios possuem níveis de contaminação tão altos que as técnicas disponíveis para a separação, atualmente, tornam-se inviáveis. Não sendo possível a separação, o gás natural não pode ser aproveitado e, então, é queimado ou armazenado em reservatórios já depletados (exauridos). Mesmo nos casos em que a separação ocorre, ela demanda maior custo, espaço e tempo fazendo com que o aproveitamento do gás natural não seja muito vantajoso economicamente.

Com o objetivo de verificar a existência de uma relação direta entre o não aproveitamento do gás natural de maneira satisfatória e os altos níveis de contaminação por CO₂, este trabalho utilizou a metodologia da Análise Envoltória de Dados (DEA) para avaliar a eficiência no aproveitamento do gás natural de 11 campos produtores do pré-sal.

A DEA foi escolhida por possibilitar uma análise mais complexa, onde cada campo separadamente é comparado aos demais e onde é possível avaliar não só as características favoráveis dos mesmos, mas também as desfavoráveis, através da técnica da fronteira invertida.

Uma vez escolhida a técnica a ser utilizada, alguns parâmetros tiveram que ser definidos.

- Na primeira etapa foi definido o número adequado de DMUs, *inputs* e *outputs*. Foram selecionados 11 campos petrolíferos do pré-sal representando 11 Unidades Tomadoras de Decisão (DMUs). O número de campos selecionados se deu em função dos dados

disponíveis e na regra definida por Charnes et al. (1978) na qual o número total de DMUs deve ser pelo menos igual à duas vezes o somatório de *inputs* e *outputs*. Apenas um *input* e dois *outputs* foram utilizados. O *input* consiste no volume total de gás produzido, já os dois *outputs* representam o volume de gás produzido que não é aproveitado (volume de gás de queima e de injeção para armazenamento) e o volume de gás produzido aproveitado (volume de gás para consumo, injetado para a recuperação secundária e comercializado).

- O modelo DEA utilizado foi o CCR por ser um dos modelos clássicos, ser amplamente utilizado e por considerar retornos constantes de escala. O modelo foi orientado para a maximização de *outputs*, uma vez que um valor maior de gás natural aproveitado (*output* desejável) representa, na abordagem do trabalho, uma maior eficiência para a DMU.
- A fim de aumentar a discriminação de DMUs foi utilizada a fronteira invertida, além da recomendação de Charnes et al. (1978).
- O *software* escolhido para a aplicação da metodologia foi o SIAD - Sistema Integrado de Apoio à Decisão. A escolha do SIAD se deu por ser um software livre, desenvolvido por pesquisadores brasileiros e bem completo.
- Assim, após a determinação das DMUs, *inputs*, *outputs* e do modelo DEA a ser utilizado, foram identificados os campos mais eficientes no aproveitamento do gás natural e também os menos eficientes.

O resultado mais relevante para a pesquisa, entretanto, está nas DMUs menos eficientes. Tal resultado ratificará ou não a hipótese inicial que prevê uma relação direta do nível de contaminação por CO₂ com o não aproveitamento do gás natural. Através da análise da fronteira padrão, da fronteira invertida e dos alvos, é possível identificar as DMUs menos eficientes como sendo Búzios, Marlim, Sapinhoá e Lula, respectivamente.

- Esse resultado confirma em parte a questão de pesquisa, uma vez que era esperado que os Campos de Búzios, Sapinhoá e Lula estivessem entre os campos menos eficientes, já que eles apresentam os maiores níveis de contaminação por CO₂. No entanto, o Campo de Marlim aparece como a segunda DMU menos eficiente e o nível de contaminação por CO₂ nesse campo não é dos maiores.

Com os resultados alcançados é possível concluir que o não aproveitamento do gás natural está sim fortemente relacionado com o nível de contaminação por CO₂ do campo, mas não se trata do fator determinante para que isso ocorra.

Muitos outros fatores como a distância da costa, capacidade da unidade produtora, tempo de vida do campo, volume de gás produzido, fluido principal do reservatório, entre outros, influenciam e muito no melhor aproveitamento do gás natural.

Além de apontar as DMUs mais e menos eficientes, o estudo em questão identificou também os *benchmarks* nos quais as DMUs ineficientes podem se espelhar para buscar técnicas e modelos de produção que permitam uma melhora no aproveitamento do gás natural, já que se trata de um fluido de enorme abundância no pré-sal e extremamente versátil. O Campo de Voador se apresentou como um *benchmark* para a maioria das DMUs.

6.2. Limitações

Por questão de sigilo dos dados, não foi possível obter junto à Petrobras os valores reais de contaminação por CO₂ e por isso, foram utilizados valores médios por campo.

6.3. Sugestões para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se a identificação das técnicas que estão sendo utilizadas pelos *benchmarks* e, caso seja viável, a aplicação das mesmas por meio de modelagem nos campos menos eficientes.

Além disso, dentro de um mesmo campo produtor, existem várias plataformas de produção com tamanho, volume de produção e capacidade de armazenamento diferentes. Assim, uma análise por plataforma também poderia ser feita.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, E.; COLOMER, M.; VITTO, W.A.C.; NUNES, L.; BOTELHO, F.; COSTA, F.; WAEGER, L. Gás do pré-sal: oportunidades, desafios e perspectivas. Cooperação e Pesquisa IBP-UFRJ, 2017.

ARAUJO, A.K.; BARBIRATO, J.M.R.C. A evolução da Análise Envoltória de Dados (DEA) no período de 1978 a 2016 e suas diversas aplicações: um estudo bibliográfico. XXIV SIMPEP-Simpósio de Engenharia de Produção, Bauru, São Paulo, 2017.

ARAUJO, A.K.; BARBIRATO, J.M.R.C. Análise Envoltória de Dados (DEA): um estudo bibliométrico sobre a produção científica internacional nos últimos dez anos (2006-2016). XXXVII ENEGEP-Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Joinville, Santa Catarina, 2017.

Atlas de energia elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica. 3. ed. – Brasília : Aneel, 236 p., 2008.

ANGULO MEZA, L.; BIONDI NETO, L.; SOARES DE MELLO, J.C.C.B.; GOMES, E.G. ISYDS - Integrated System for Decision Support (SIAD - Sistema Integrado de Apoio à Decisão): a software package for data envelopment analysis model. Pesquisa Operacional, v. 25, (3), p. 493-503, 2005

ANGULO MEZA, L.; BIONDI NETO, L.; SOARES DE MELLO, J.C.C.B.; GOMES, E.G.; COELHO, P.H.G. Free software for decision analysis: a software package for data envelopment models. In: 7th International Conference on Enterprise Information Systems - ICEIS 2005, v. 2, p. 207-212.

ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2017. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/3819-anuario-estatistico-2017> >. Acesso em: nov 2017a.

ANP. Gás Natural. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/wwwanp/gas-natural> >. Acesso em: nov 2017b.

ANP. Planos de Desenvolvimento. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento> >. Acesso em: set 2017c.

ANP. Portaria n.9, de 21 de Janeiro de 2000. Aprova o Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural.

ANP/INMETRO. Resolução conjunta anp/inmetro nº 1, de 10.6.2013 - dou 12.6.2013 – retificada dou 17.6.2013

Balanco Energético Nacional 2017: Ano base 2016 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro : EPE, 2017.

Boletim Mensal de Produção de Petróleo e Gás Natural. Janeiro/2017. ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim_de_janeiro-2017.pdf>. Acesso em: fev 2017.

BANKER, R. D. Estimating most productive scale size using data envelopment analysis. *European Journal of Operational Research* 17, p. 35-44, 1984.

BANKER, R. D.; CHARNES, A.; COOPER, W. W. Some models for the estimation of technical and scale inefficiencies in data envelopment analysis. *Management Science*, v. 30, n. 9, p. 1078-1092, 1984.

BANKER, R.D.; CHARNES, A.; COOPER, W.W.; SWARTS, J.; THOMAS, D.A. An introduction to Data Envelopment Analysis with some of its models and their uses. *Research in Governmental and Non-Profit Accounting*, v. 5, p. 125-163, 1989.

CAVALCANTE, G. T.; FARIA, R. C. O uso dos parâmetros de benchmarking da análise envoltória de dados (DEA) como instrumento de orçamentação. *Revista Interdisciplinar Científica Aplicada*, Blumenau, v.3, n.1, p.43-61 Sem I. 2009. ISSN 1980-7031

CHARNES, A.; COOPER, W.W.; LEWIN, A.Y.; SEIFORD, L.M. *Data Envelopment Analysis: theory, methodology, and application*. Massachusetts: Kluwer, 1997.

CHARNES, A.; COOPER, W. W.; RHODES, E. Measuring the efficiency of decision-making units. *European Journal of Operational Research*, v. 2, p. 429-444, 1978.

CHARNES, A.; COOPER W. W.; THRALL R. M. Identifying and Classifying Scale and Technical Inefficiencies in Observed Data and Data Envelopment Analysis. *Operations Research Letter* 5, p. 105–110, 1986.

CHARNES, A.; COOPER W. W.; THRALL R. M. A Structure for Characterizing and Classifying Efficiencies in DEA. *Journal of Productivity Analysis* 3, p. 197–237, 1991.

CHRISTANTE, L. Pré-Sal: desafios científicos e ambientais. *Unespiciência*, São Paulo, Ano 1, n. 3, p. 26-30, 2009.

COOK, W.D.; RUIZ, J.L.; SIRVENT, I.; ZHU, J. Within-group common benchmarking using DEA, *European Journal of Operational Research*, Vol. 256, Issue 3, p. 901-910, 2017.

COOK, W. D. SEIFORD, L. M. Data envelopment analysis (DEA): thirty years on. *European Journal of Operational Research*, v. 192, n. 1, p. 1-17, 2009.

COOK, W. D.; ZHU J. Within-group common weights in DEA: An analysis of power plant efficiency. *European Journal of Operational Research*, 178(1), p. 207-216, 2007.

COOPER, W.W.; PARK, K.S.; YU, G. IDEA and AR-IDEA: models for dealing with imprecise data in DEA. *Management Science*, v. 45, p. 597-607, 1999.

COOPER, W.W.; SEIFORD, L.M.; TONE, K. *Data Envelopment Analysis: a comprehensive text with models, applications, references and DEA- Solver software*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2000. 318 p.

COOPER, W. W.; SEIFORD, L. M.; TONE, K. Data envelopment analysis: a comprehensive text with models, applications, references and DEA-solver software. New York: Springer, 2007.

DYSON, R.G.; ALLEN, R.; CAMANHO, A.S; PODINOVSKI, V.V.; SARRICO, C.S.; SHALE, E.A. Pitfalls and Protocols in DEA. *European Journal of Operational Research*, v. 132 n.1, 2001, p. 245 – 259.

ENTANI, T.; MAEDA, Y.; TANAKA, H. Dual Models of Interval DEA and its extensions to interval data. *European Journal of Operational Research*, v. 136, p. 32-45, 2002.

FARREL, M. J. The measurement of productive efficiency. *Journal of Royal Statistical Society Series A*, v. 120 (3), p. 253-281, 1957.

GOLANY, B. and ROLL, Y. An application procedure for DEA. *OMEGA*, vol. 17, n.3, pp. 237-250, 1989.

GOMES, E.G. Modelos de análise de envoltória de dados com ganhos de soma zero. Rio de Janeiro, 2003. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção), Universidade Federal do Rio de Janeiro.

GONZÁLEZ-ARAYA, M.C. & ESTELLITA-LINS, M.P. Un algoritmo para encontrar las facetas eficientes de mayor dimensión de la frontera DEA. *Anais do XI Congresso Latino Iberoamericano de Investigacion de Operaciones (CLAIO)*, Concepción, Chile, 2002.

GONZÁLEZ-ARAYA, M.C. Projeções Não Radiais em Regiões Fortemente Eficientes da Fronteira DEA — Algoritmos e Aplicações. Tese de Doutorado, Programa de Engenharia de Produção, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

GOUVEIA, F. Tecnologia nacional para extrair petróleo e gás do pré-sal. *Conhecimento & Inovação*, v. 6, n. 1, p. 30-35, 2010.

JUBRAN, A.J. Modelo de análise de eficiência na administração pública: estudo aplicado às prefeituras brasileiras usando análise envoltória de dados. Tese (Doutorado em Engenharia de Sistemas Eletrônicos). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Sistemas Eletrônicos. São Paulo, 2006. 226 p.

KASSAI, S. Utilização da Análise Envoltória de Dados (DEA) na Análise de Demonstrações Contábeis. 2002. Dissertação (Doutorado em Contabilidade e Controladoria) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

LETA, F.R.; SOARES DE MELLO, J.C.C.B.; GOMES, E.G.; ANGULO-MEZA, L. Métodos de melhora de ordenação em DEA aplicados à avaliação estática de tornos mecânicos. *Investigação Operacional*, v. 25, n. 2, p. 229-242, 2005.

LINS, M. P. E.; DE LYRA NOVAES, L. F.; LEGEY, L. F. L. Real estate appraisal: A double perspective data envelopment analysis approach. *Annals of Operations Research*, v. 138, n. 1, p. 79-96, 2005.

MANOEL, C. O. Aspectos regulatórios e modelos contratuais aplicáveis ao mercado de distribuição de gás a granel (Gás Natural Comprimido – GNC e Gás Natural Liquefeito – GNL) no Brasil. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MORAVCSIK; M. J.; MURUGESAN, P. Some Results on the Function and Quality of Citations. *Social Studies of Science*, London, v.5, n.1, p. 86-92, 1975.

NOVA, S.P.C.C.; SANTOS, A. Aplicação da análise por envoltória de dados utilizando variáveis contábeis. *RCO – Revista de Contabilidade e Organizações*, v. 3, n. 2, p. 132 - 154 mai./ago, 2008.

PETROBRAS. Pré-Sal: Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: < <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/> >. Acesso em: nov 18.

REINHARD, S.; LOVELL, C. A. K.; THIJSSSEN, G. Econometric estimation of technical and environmental efficiency: An application to Dutch dairy farms. *American Journal of Agricultural Economics* 81: 44-60, 1999.

SANTOS, E. M. et al. Gás natural: a construção de uma nova civilização. *Revista de Estudos Avançados*, Universidade de São Paulo, São Paulo, n.59, 2007.

SEIFORD, L. M.; THRALL R.M. Recent developments in DEA: The mathematical programming approach to frontier analysis. *Journal of Econometrics*, 46, 7-38, 1990.

SEIFORD, L. M.; ZHU, J. Modeling undesirable factors in efficiency evaluation. *European Journal of Operational Research*, 142(1), p. 16-20, 2002.

SIMAR, L; WILSON, P.W. “Sensitivity Analysis of Efficiency Scores: How to Bootstrap in Nonparametric Frontier Models.” *Management Science* 44(1): 49-61, 1998.

SOARES DE MELLO, J.C.C.B.; GOMES, E.G.; SOARES DE MELLO, M.H.C. & LINS, M.P.E. Método Multicritério para Seleção de Variáveis em Modelos DEA. *Pesquisa Naval*, 15, 55-66, 2002.

SOARES DE MELLO, J. C. C. B.; ÂNGULO MEZA, L.; GOMES, E. G.; BIONDI NETO, L. Curso de Análise de Envoltória de Dados. XXXVII SBPO – Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2005, Gramado. *Anais do XXXVII SBPO*, 2005.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Editora Interciência, 2º edição, Rio de Janeiro, 2001, 271 p.

THOMPSON, R.G; LANGEMEIER, L.N.; LEE, C.T.; LEE, E.; THRALL, R.M. The role of multiplier bounds in efficiency analysis with application to Kansas farming. *Journal of Econometrics*, v. 46, n. 1,2, p. 93-108, 1990.

THRALL, R. M. Overview and recent developments in DEA: The mathematical programming approach . Working Paper No. 66, Rice University, 1988.

YAMADA, Y.; MATUI, T.; SUGIYAMA, M. New analysis of efficiency based on DEA. Journal of the Operations Research Society of Japan, v. 37, n. 2, p. 158-167, 1994.

ZHU, J. Quantitative models for performance evaluation and benchmarking: data envelopment analysis with spreadsheets and DEA excel solver. New York: Springer, 2003.

ANEXO I – CAMPOS PETROLÍFEROS DO PRÉ-SAL

Neste anexo é apresentada uma breve descrição dos principais campos petrolíferos do pré-sal, os quais foram objetos de estudo da pesquisa. O objetivo do mesmo é colocar qualquer leitor deste trabalho a par das condições encontradas em cada um dos campos. As informações aqui exibidas estão presentes nos planos de desenvolvimento disponibilizados no site da ANP⁹.

Campo de Lula

O Campo de Lula está situado na Bacia de Santos a cerca de 230 km da costa do Rio de Janeiro em lâmina d'água de aproximadamente 2.200 m. Sua descoberta se deu em junho de 2006 e sua produção teve início em dezembro de 2010. Sua área de desenvolvimento é de 1.523 km² e possui como fluido principal óleo e gás associado.

O escoamento do óleo se dá através de operações de offloading com navios petroleiros do tipo Suezmax, enquanto que o escoamento de gás se dá através da malha de escoamento da Bacia de Santos que atualmente possui duas rotas principais com uma terceira em construção.

Uma peculiaridade desse campo é a injeção WAG, onde alterna-se a injeção de água e gás, para dar destinação ao CO₂ produzido e auxiliar na recuperação dos hidrocarbonetos.

As figuras 1 e 2 apresentam, respectivamente, o mapa de localização do Campo de Lula e o Histórico de produção do mesmo. Já o quadro 1 traz os volumes originais “*in situ*”¹⁰ de petróleo e gás natural.

⁹ Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento>. Acesso em set/ 2017.

¹⁰ De acordo com a portaria nº 9 de 21 de janeiro de 2000 da ANP:

Volume In-situ – volume de petróleo ou gás natural, apurado em uma determinada data, contido em reservatórios descobertos ou de existência inferida com base em critérios geológicos e estatísticos.

Volume In-situ Original – volume In-situ originalmente contido no reservatório, antes de qualquer produção de petróleo ou gás natural.

Figura 32 - Mapa de localização do Campo de Lula

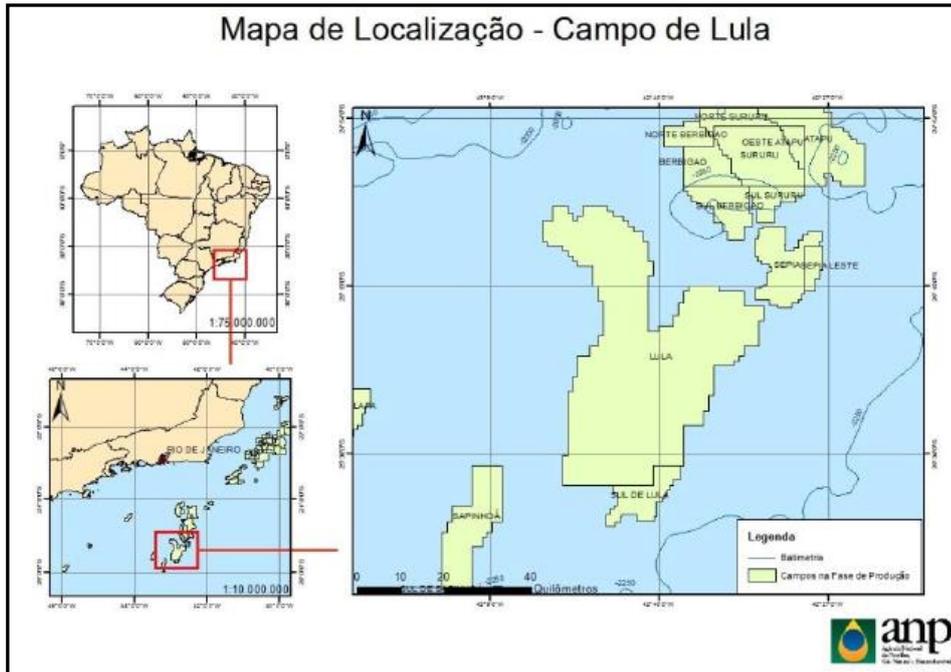
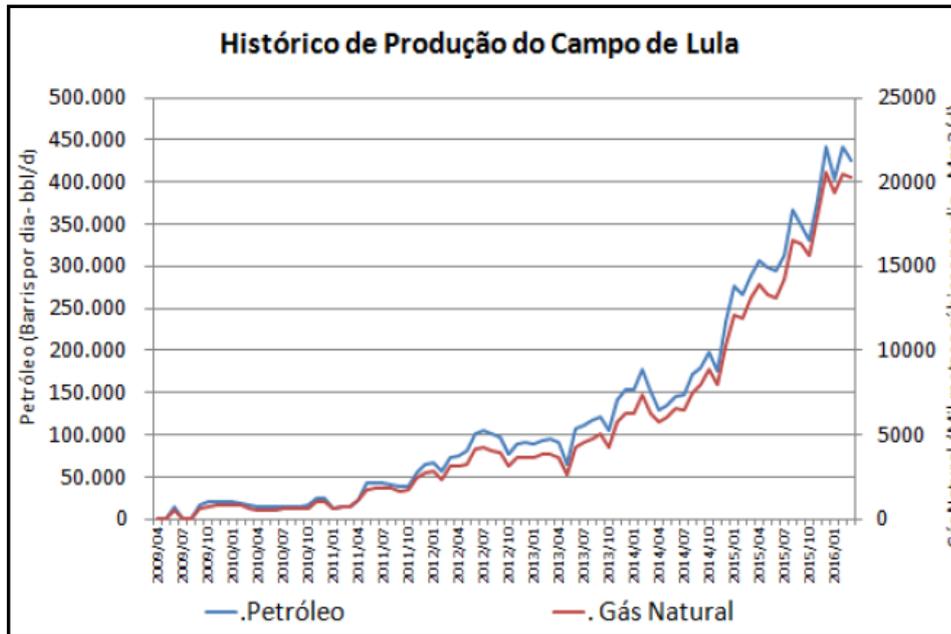


Figura 33 - Histórico de Produção do Campo de Lula



Quadro 4 - Volume Original "in situ" no Campo de Lula

Volume Original "in situ"	
Petróleo (milhões de barris)	17.763
Gás Natural (milhões de m ³)	641.122

Campo de Sapinhoá

O Campo de Sapinhoá localiza-se na porção central da Bacia de Santos, a aproximadamente 360 km da costa do estado de São Paulo e 290 km da cidade do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 2.140 metros. Sua área de desenvolvimento é de 233 km² e tem como fluido principal o óleo. O Campo foi descoberto em junho de 2008 e o início da produção se deu em janeiro de 2013.

Para manutenção da pressão média do reservatório está prevista a injeção de água. O escoamento do óleo ocorrerá através de navios aliviadores para terminais terrestres e oceânicos, ou para o destino final. Já o escoamento de gás natural será efetuado através do Sistema Integrado de Escoamento (SIE) do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS) composto pelos gasodutos denominados Rota 1, Rota 2 e Rota 3.

As figuras 3 e 4 apresentam, respectivamente, a localização do Campo de Sapinhoá e seu histórico de produção. Já o quadro 2, traz os volumes originais “*in situ*”.

Figura 34 - Mapa de localização do Campo de Sapinhoá

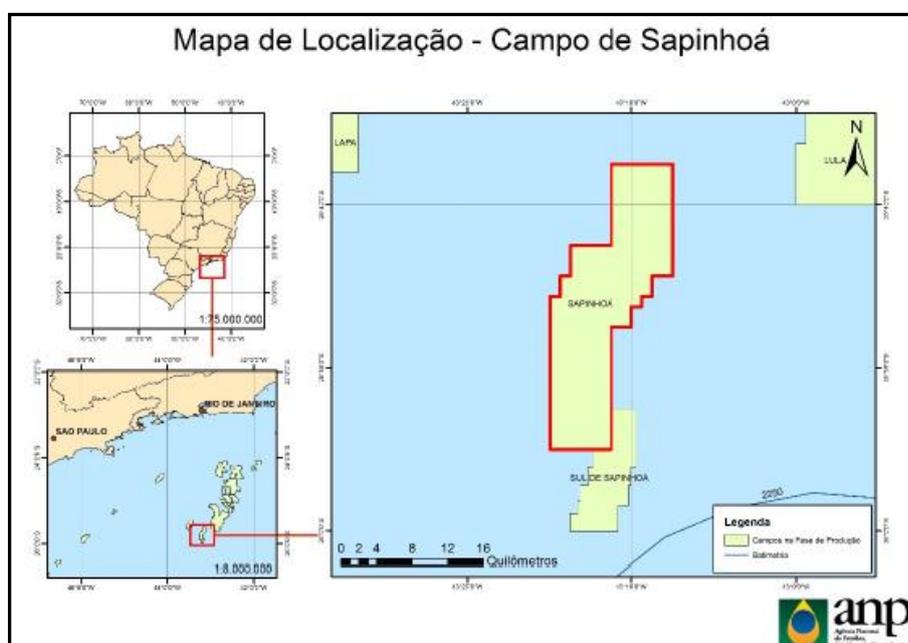
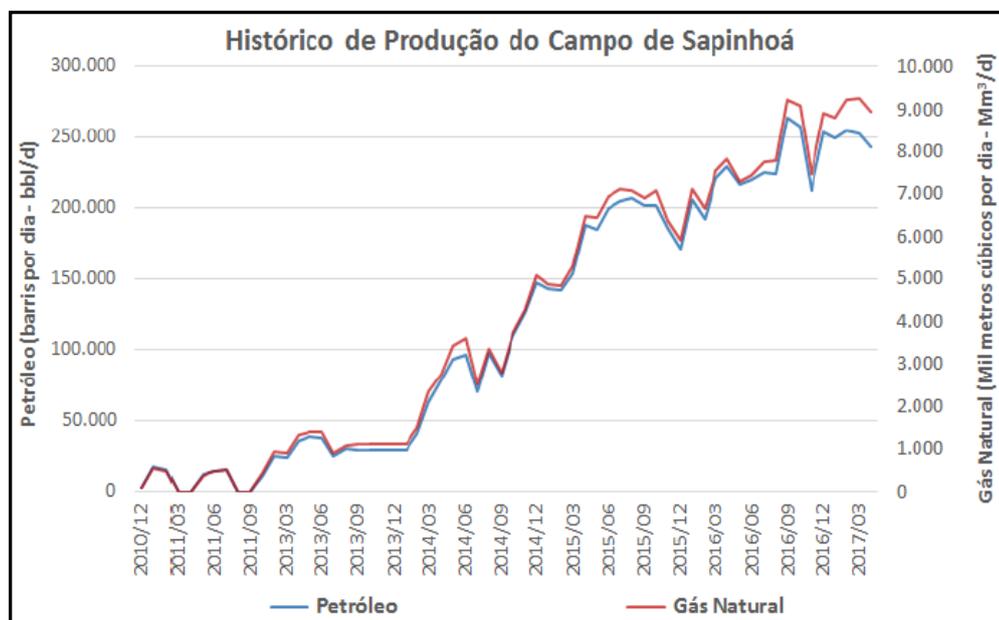


Figura 35 - Histórico de produção do Campo de Sapinhoá



Quadro 5 - Volume Original "in situ" no Campo de Sapinhoá

Volume Original "in situ"	
Petróleo (milhões de barris)	3.311,3
Gás Natural (milhões de m ³)	99.306,9

Campo de Jubarte

O Campo de Jubarte¹¹ está localizado na costa do Espírito Santo, a 76 km do Pontal de Ubu, no Município de Anchieta. O campo encontra-se entre cotas batimétricas que variam de 1.240 a 1.500 metros. Sua área de desenvolvimento é de 579,43 km². A produção teve início em dezembro de 2002 tendo como fluido principal o óleo.

O óleo tratado é temporariamente armazenado nos tanques das embarcações e transferido para o navio aliviador. O gás natural produzido no FPSO Cidade de Anchieta e no FPSO P- 58 é exportado por dutos flexíveis até o PLETGNSC-001. Neste PLET ocorre a mistura das duas correntes de gás produzidos nos dois FPSO's e a partir daí o gás é escoado por um duto rígido até uma plataforma fixa desabitada denominada MOP (Módulo de Operação de Pigagem). Após sair do MOP, o gás escoa por um duto até o PLEM de Camarupim. Neste ponto o gás se mistura com o gás exportado pelo FPSO Cidade São Mateus. A partir daí a mistura do gás é escoado por um duto rígido até a Unidade de Tratamento de Gás e Condensado de Cacimbas (UTGC), localizado no Município de Linhares, no Espírito Santo. O gás natural produzido no FPSO P-57 e no FPSO Capixaba é exportado através de dutos flexíveis até um PLEM-Y, neste ponto o gás produzido nas duas plataformas se junta e escoa até o PLET-JUB-01. O gasoduto rígido interliga o PLET-JUB-01 à Unidade de Tratamento de Gás Sul Capixaba (UTG-SUL), localizada no Município de Anchieta, Espírito Santo.

As figuras 5 e 6 apresentam, respectivamente, o mapa de localização e o histórico de produção do Campo de Jubarte. O quadro 3 revela o volume “*in place*”¹² do Campo.

¹¹ A ANP decidiu em maio de 2014, por meio da Resolução 69/2014, unificar sete campos que formavam o chamado Parque das Baleias no campo de Jubarte. Os campos que formam o Parque das Baleias (Bloco BC-60) são os de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu. Tais campos não têm o plano de desenvolvimento disponibilizados. No entanto, a Petrobras recorreu à decisão e a situação do Campo de Jubarte ainda encontra-se em processo arbitral.

¹² Diferente do volume original “*in situ*” que é estimado antes de iniciada a produção do reservatório, o volume de óleo “*in place*” é o volume estimado de petróleo existente no reservatório que é continuamente revisto em função da produção e de novas informações que vão sendo adquiridas durante a vida produtiva de um reservatório.

Figura 36- Mapa de localização do Campo de Jubarte

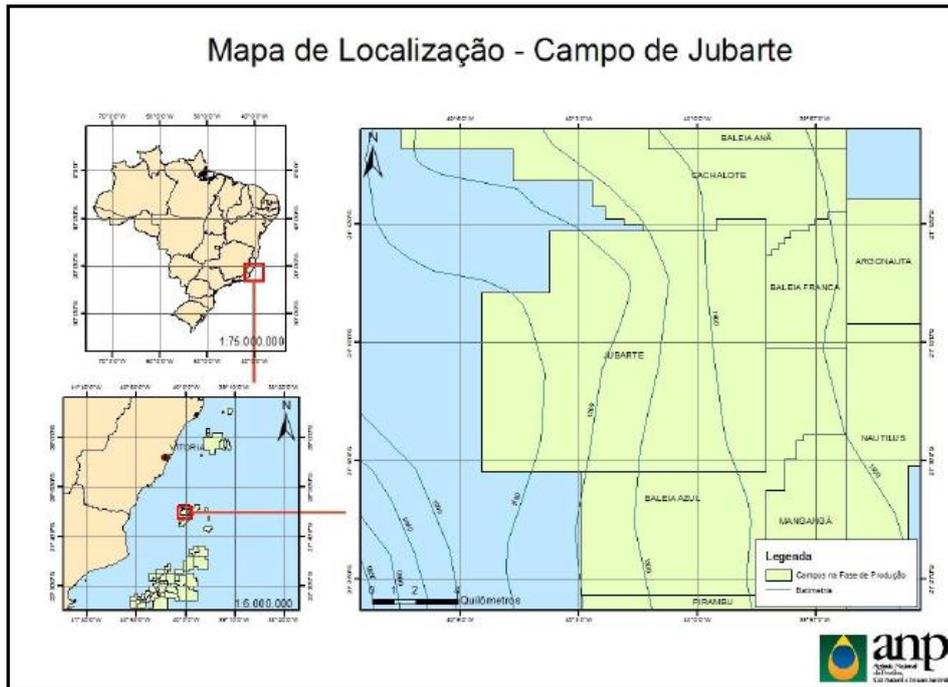
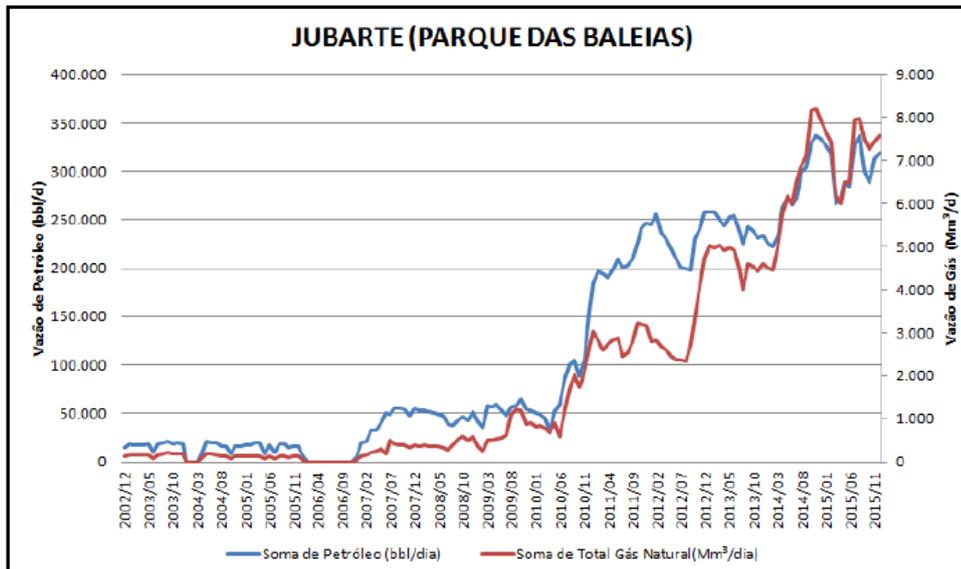


Figura 37 - Histórico de Produção do Campo de Jubarte



Quadro 6 - Volume "in place" no Campo de Jubarte (31/12/15)

Volume "in place"	
Petróleo (milhões de barris)	9.634,58
Gás Natural (milhões de m ³)	260.855,51

Campo de Búzios

O campo de Búzios está localizado na porção central da bacia de Santos, a cerca de 180 km da costa do município do Rio de Janeiro em lâmina d'água de aproximadamente 1.900 m de profundidade. O campo foi descoberto em março de 2010 e sua produção teve início em março de 2015. Sua área de desenvolvimento é de 852,2 km² e possui como fluido principal o óleo.

O sistema de coleta do campo consiste na interligação dos poços através de linhas flexíveis, além de linhas de serviço. O óleo produzido é escoado por navios aliviadores e o gás exportado através de um gasoduto.

As figuras 7 e 8 apresentam, respectivamente, o mapa de localização e o histórico de produção do Campo. O quadro 4 traz os volumes originais “*in situ*”.

Figura 38 - Mapa de localização do Campo de Búzios

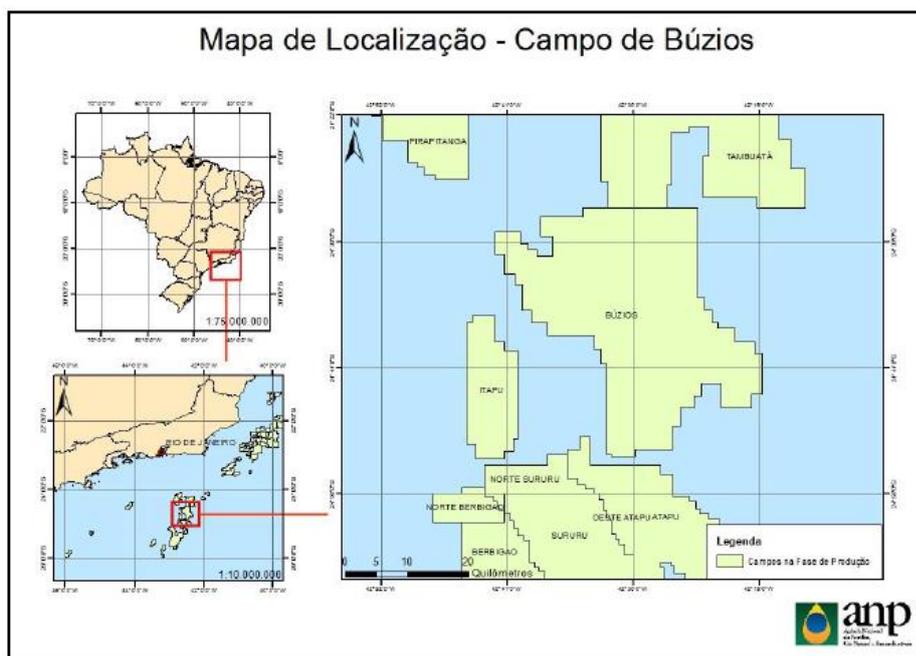
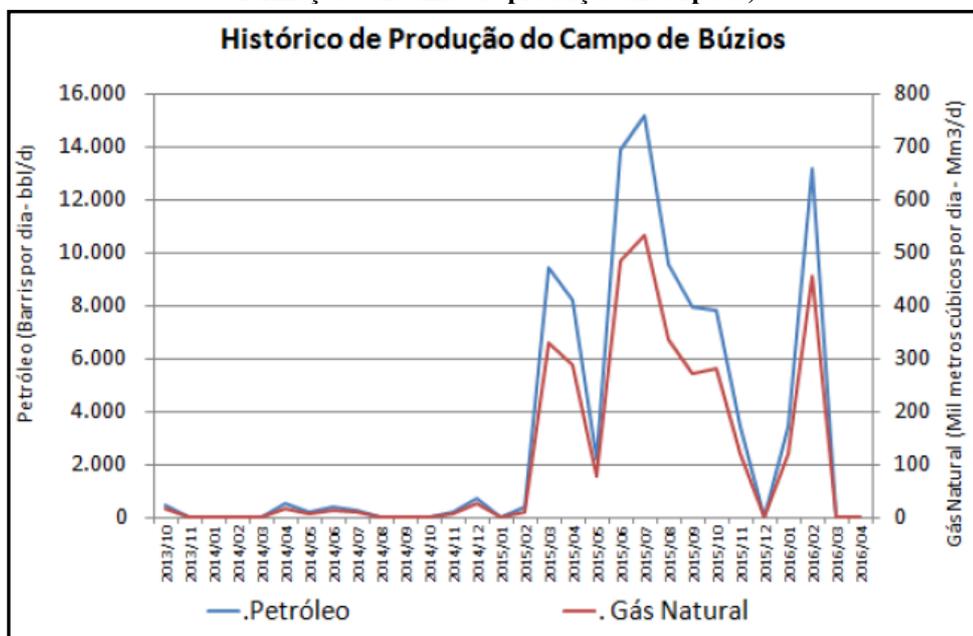


Figura 39 - Histórico de produção do Campo de Búzios (testes de formação e sistemas de produção antecipada)



Quadro 7 - Volume original "in situ" no Campo de Búzios

Volume Original "in situ"	
Petróleo (milhões de barris)	29.842
Gás Natural (milhões de m ³)	641.122

Campo de Marlim Leste

O campo está localizado a leste do campo de Marlim, litoral norte do Estado do Rio de Janeiro, distando cerca de 107 km do Cabo de São Tomé, em lâmina d'água (LDAs) que variam de 780m a 2.000m e uma área de concessão com 457,69 km². O início da produção se deu em abril de 2000 tendo como fluido principal o óleo.

O campo de Marlim Leste adota dois Módulos para desenvolvimento da produção: o Módulo I é explotado pela P-53, uma plataforma do tipo FPU (Floating Production Unit); e o Módulo II é explotado por uma plataforma do tipo FPSO (Floating Production Storage and Offloading), denominada FPSO Cidade de Niterói (FPNT). O óleo produzido e tratado no Módulo I é escoado através de um oleoduto para a Plataforma de Rebombeio Autônoma (PRA-1), do Plano Diretor de Escoamento e Tratamento de Óleo da Bacia de Campos. O gás produzido é separado, tratado, comprimido e escoado por um gasoduto até a P-26, localizada no campo de Marlim, que está interligada ao Plano Diretor de Escoamento de Gás da Bacia de Campos, e segue para o Terminal Cabiúnas.

O óleo produzido e tratado no Módulo II é escoado através de navios aliviadores. O gás produzido é separado, tratado, comprimido e escoado por um gasoduto até a P-40, localizada no campo de Marlim Sul, que também está interligada ao Plano Diretor de Escoamento de Gás da Bacia de Campos, e segue para o Terminal Cabiúnas.

As figuras 9 e 10, respectivamente, apresentam o mapa de localização e o histórico de produção do Campo. O quadro 5 traz o volume "*in place*".

Figura 40- Mapa de localização Campo de Marlim Leste

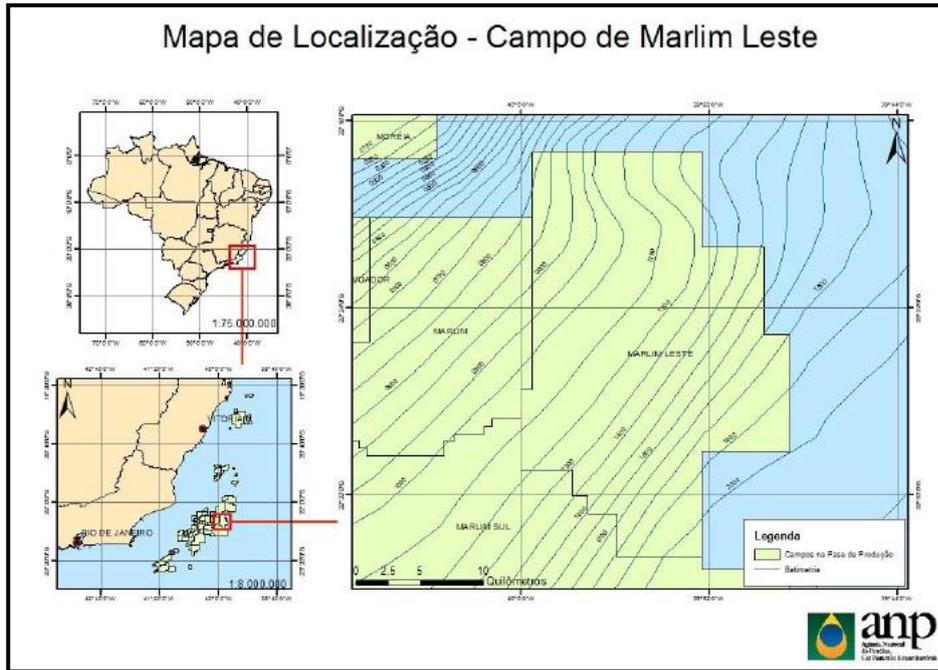


Figura 41 - Histórico de produção do Campo Marlim Leste



Quadro 8 - Volume "in place" no Campo de Marlim Leste

Volume "in place"	
Petróleo (milhões de barris)	5804,60
Gás Natural (milhões de m ³)	82263,18

Campo de Caratinga

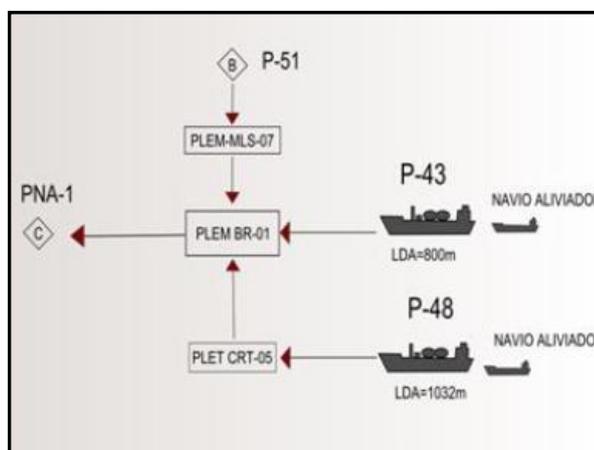
O campo de Caratinga está situado na parte centro-sul da Bacia de Campos, a cerca de 93 km a sudeste do Cabo de São Tomé. O Campo começou a produzir em novembro de 1997 tendo como fluido principal o óleo. Sua área de desenvolvimento é de 260 km² com lâmina d'água entre 750 e 1350 metros.

O campo de Caratinga é atendido por uma unidade de produção do tipo FPSO denominada P-48. A P-48 é uma unidade flutuante, estacionária, que recebe, processa e armazena o óleo proveniente dos poços e o transfere para os navios aliviadores em média a cada 7 dias.

O gás disponível para a exportação do campo de Caratinga (P48) é conectado a um PLET (3 km), e posteriormente a um PLEM (9km) sendo este interligado por gasoduto (22 km) a plataforma PNA-1 (Plataforma de Namorado). A partir deste ponto o gás integra-se ao sistema de escoamento da Bacia de Campos, podendo ser direcionado para terra ou a outras unidades.

A figura 11 sistematiza o exposto acima.

Figura 42- Sistema de produção e escoamento do Campo de Caratinga



As figuras 12 e 13, respectivamente, apresentam o mapa de localização e o histórico de produção do Campo. O quadro 6 traz o volume “in place”.

Campo de Barracuda

O campo de Barracuda está situado na parte centro-sul da Bacia de Campos, a cerca de 88 km a sudeste do Cabo de São Tomé, em lâmina d'água variando de 600 a 1100 metros sendo o óleo o fluido principal. Sua área de desenvolvimento é de 233 km² e sua produção teve início em setembro de 1997.

O campo de Barracuda é atendido por uma unidade de produção do tipo FPSO denominada P-43; além de utilizar parcela da capacidade da unidade FPSO P-48, de seu campo vizinho de Caratinga. A P-43 é uma unidade flutuante, estacionária, que recebe, processa e armazena o óleo proveniente dos poços e o transfere para os navios aliviadores em média a cada 7 dias.

O gás disponível para a exportação do campo de Barracuda (P43) é conectado a um PLEM (4 km), sendo este interligado por gasoduto (22 km) a plataforma PNA-1 (Plataforma de Namorado). A partir deste ponto este gás integra-se ao sistema de escoamento da Bacia de Campos, podendo ser direcionado para terra ou a outras unidades.

As figuras 14 e 15 apresentam, respectivamente, o mapa de localização e o histórico de produção do Campo. O quadro 7 traz o volume de óleo “*in place*”.

Figura 45 - Mapa de localização do Campo de Barracuda

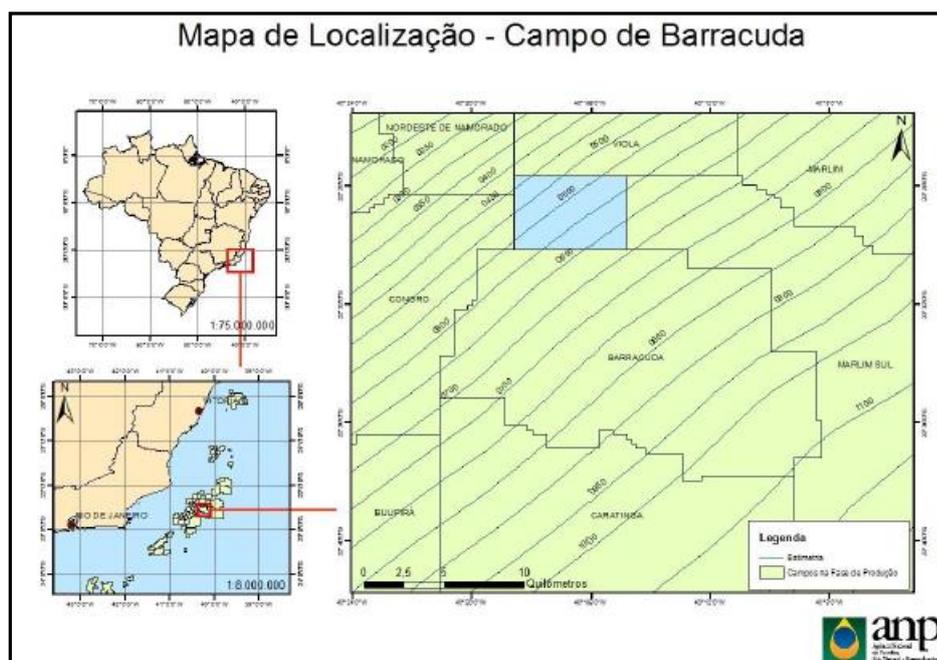
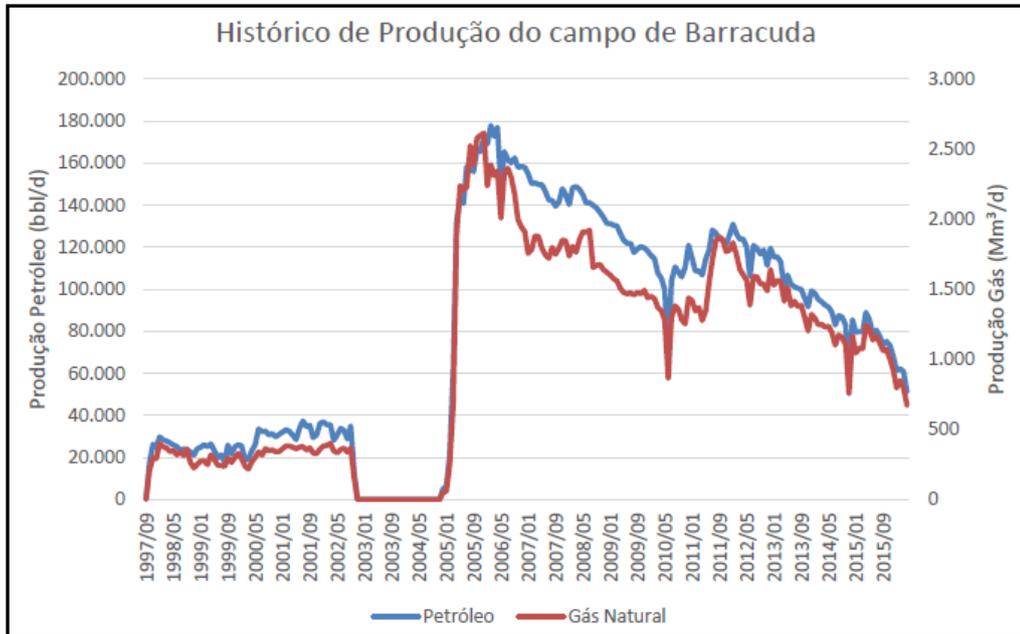


Figura 46 - Histórico de produção do Campo de Barracuda



Quadro 10 - Volume de óleo "in place" no Campo de Barracuda

Volume "in place"	
Petróleo (milhões de barris)	2.255

Campo de Voador

O Campo de Voador está localizado na Bacia de Campos, a noroeste do Campo de Marlim, a cerca de 110km do cabo de São Tomé, sob lâmina d'água que varia de 400 a 700m e possui 81,82km² como área de desenvolvimento. Sua produção teve início em novembro de 1992 e o Campo tem como fluido principal o óleo.

Atualmente a produção do Campo é coletada através da plataforma do tipo SS (Semi Submersível), P-20. A produção do campo é escoada para a unidade estacionária de produção Petrobras 20 (P-20), de onde é exportada por meio do sistema de escoamento da concessão de Marlim, que direcionam o fluxo de gás para terra e o fluxo de óleo para o FSO (*floating, storage and offloading*) P-32 e para o FSO Petrobras 47 (P-47). Está previsto, no âmbito do Projeto de Revitalização de Marlim e Voador, a substituição das Unidades de Produção atualmente em operação por dois FPSO's (UEP-1 e UEP-2), sendo que o Campo de Voador fará uso da UEP-1.

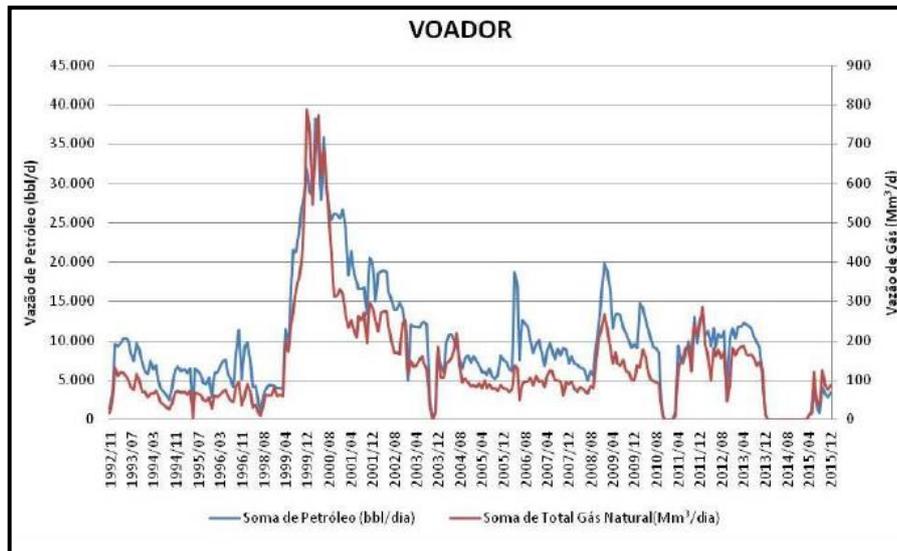
Atualmente os arenito-reservatórios (pós-sal) não estão em produção, sendo previsto retorno por meio da UEP-1 do Projeto de Revitalização de Marlim e Voador. A partir de julho de 2015 o reservatório carbonático (pré-sal) da formação Macabu, do grupo Lagoa Feia, tem apresentado produção, cujo mecanismo de produção primário é o de gás em solução, que está sendo drenado por um poço direcional produtor. Vale destacar que esse reservatório ocorre tanto no Campo de Marlim, quanto no Campo de Voador.

As figuras 16 e 17 apresentam, respectivamente, o mapa de localização e o histórico de produção do Campo. Já o quadro 8 traz o volume "*in place*".

Figura 47 - Mapa de localização do Campo de Voador



Figura 48 - Histórico de produção do Campo de Voador



Quadro 11 - Volume "in place" no Campo de Voador

Volume "in place" (31/ 12/ 2015)	
Petróleo (milhões de barris)	526,70
Gás total (milhões de m ³)	7286,98

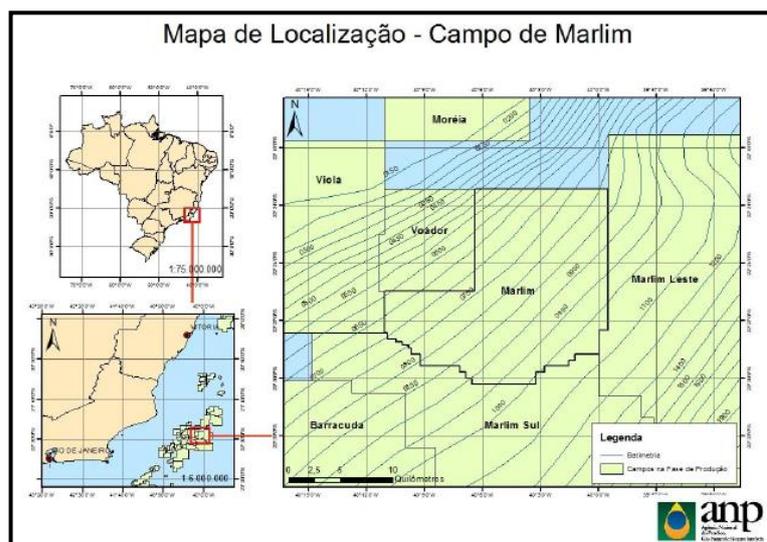
Campo de Marlim

O campo de Marlim situa-se a cerca de 110 km a leste do Cabo de São Tomé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, na Bacia de Campos. A área coberta pelo seu *ring fence*¹³ abrange cerca de 257,6 km², distribuídos numa lâmina d'água que varia entre 620 e 1050m. O início da produção se deu em março de 1991 tendo o óleo como fluido principal.

O escoamento da produção de óleo é feito através de oleodutos e dois PLEM's (*Pipeline End Manifold*) que interligam as plataformas produtoras do tipo SS aos FSO's P-32 e P-47, de onde a produção é escoada através de navios aliviadores, com exceção da plataforma P-26, cuja produção é enviada através de oleoduto para plataforma P-33. A produção de óleo das plataformas FPSO's é escoada através de navios aliviadores. O escoamento do gás produzido é feito através de uma malha de gasodutos que interligam as plataformas e direcionam a produção para as plataformas de Namorado (PNA-1) e Garoupa (PGP-1), e destas para o Terminal de Cabiúnas. Está previsto, no âmbito do Projeto de Revitalização de Marlim e Voador, a substituição das Unidades de Produção atualmente em operação por dois FPSO's (UEP-1 e UEP-2).

As figuras 18 e 19 apresentam, respectivamente, o mapa de localização e o histórico de produção do Campo de Marlim. O quadro 9 traz o volume "in place".

Figura 49 - Mapa de localização do Campo de Marlim



¹³ **Ring Fence** consiste da área estratégica em torno de um campo criada com o objetivo de aumentar a probabilidade de descoberta de novos campos produtores no ativo. Possui, normalmente, a forma de um paralelogramo.

Figura 50 - Histórico de produção do Campo de Marlim



Quadro 12 - Volume "in place" no Campo de Marlim

Volume "in place" (31/ 12/ 2015)	
Petróleo (milhões de barris)	6509,63
Gás total (milhões de m ³)	75399,84