



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

INFORME

Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL



INFORME: Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro

GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Marcio Felix Carvalho Bezerra



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Superintendente

Giovani Vitória Machado

Superintendente Adjunto

Marcelo Ferreira Alfradique

Consultor Técnico

Gabriel de Figueiredo da Costa

Equipe Técnica

Ana Claudia Sant'Anna Pinto

Carolina Oliveira de Castro

Claudia Maria Chagas Bonelli

Luiz Paulo Barbosa da Silva

Wedja da Silva Clementino

(participação em versões preliminares)

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco U

Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar

70065-900- Brasília - DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 - 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Rio de Janeiro
18 de abril de 2019

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	18/04/2019	Publicação Original
1		
2		
3		

1 INTRODUÇÃO

A Bacia de Santos, em conjunto com a Bacia de Campos, desponta como uma das principais bacias produtoras de petróleo do Brasil. Nela estão localizados diversos campos em produção, incluindo Lula, o maior campo produtor de petróleo e de gás natural do Brasil, além de grandes descobertas e potenciais de recursos, especialmente no horizonte geológico do Pré-Sal (ANP, 2017). Esta Bacia apresenta um grande potencial volumétrico, como pode ser observado por exemplo pelas perspectivas de produção do Prospecto Carcará no bloco BM-S-8. Tal bloco está entre os maiores do polígono do Pré-Sal, com óleo em torno de 30° API e gás natural associado. Segundo estimativas da Equinor (2018), os volumes recuperáveis são superiores a 2 bilhões de barris de óleo equivalente.

No ano de 2012, foi anunciada a descoberta do campo de gás e condensado do prospecto Pão de Açúcar, localizado no bloco C-M-539, a uma lâmina d'água de 2.900 metros na Bacia de Campos, que também contém as descobertas do pré-sal Gávea e Seat. Segundo a CTO (2012), a perfuração do poço 1-REPF-12D-RJS no bloco C-M-539, conhecido como Pão de Açúcar, indicou um complexo reservatório carbonático com recursos potenciais combinados de 1 bilhão de barris de óleo e mais de 85 bcm de gás recuperáveis. Outro grande potencial volumétrico localizado na Bacia de Campos é o prospecto de Wahoo, localizado no bloco C-M-101 da concessão BM-C-30, cujos testes de produção já realizados asseguraram uma produção de 7 mil a 15 mil barris/dia de óleo e 4 milhões de m³/dia de gás. Ademais, estudos apontam para um volume in situ de 300 milhões de barris de óleo (ANADARKO, 2010).

Na sua maior parte, o gás natural do Pré-Sal encontra-se associado ao óleo com uma alta razão Gás-Óleo (RGO) e com considerável teor de contaminantes em algumas regiões, em particular dióxido de carbono (CO₂), implicando em aumento dos custos para sua remoção. Em função dessas dificuldades, tecnicamente, tem se optado pela injeção do gás produzido, uma vez que esta prática também aumenta a pressão no reservatório e aprimora o fator de recuperação de petróleo, também diminuindo sua viscosidade. Por outro lado, os volumes de injeção estão sujeitos aos limites operacionais de cada reservatório e podem requerer investimentos adicionais na perfuração e completação de poços de injeção. Considerando os elevados custos associados às tecnologias disponíveis para a remoção do CO₂, bem como a diminuição nos volumes de gás natural disponíveis para comercialização após esta etapa, é fundamental avaliar a viabilidade econômica do aproveitamento comercial do gás natural do Pré-Sal, que dependerá essencialmente dos custos de investimentos para sua exploração, produção, separação do CO₂, escoamento e processamento.

Sendo assim, para estimar os preços de *break-even*¹ do gás natural proveniente de projetos típicos do Pré-Sal brasileiro, foram simulados fluxos de caixa para distintos projetos, com base nas informações de custos de investimento (CAPEX) e de operação (OPEX) coletadas na literatura, assim como os parâmetros operacionais típicos de E&P,

¹ O preço de *break-even* é o mínimo preço que motiva o produtor nacional a empreender investimentos para ofertar o gás natural no mercado. É um preço de referência para análise de projetos, utilizado em estudos de viabilidade e para balizar negociações.

escoamento e processamento. Para tal, foram consideradas cinco extensões de gasodutos de escoamento entre 100 e 300 km, cinco teores de CO₂ entre 0% e 40%; e o abatimento ou não, no preço do gás, da venda dos Líquidos de Gás Natural (LGN) produzidos nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs).

2 PREMISSAS TÉCNICAS

Neste capítulo, são apresentadas as premissas adotadas para estimativa dos valores de *break-even* do gás natural do Pré-Sal, bem como as técnicas de remoção de CO₂ consideradas e a infraestrutura necessária.

2.1 Teor de CO₂ e Técnicas de Remoção

De acordo com Almeida (2018), os campos já descobertos e em produção na Bacia de Campos e Santos apresenta uma predominância de concentrações de CO₂ na faixa de 0,5%. Para os prospectos mais recentes, embora a maioria dos poços analisados tenha apresentado baixa concentração de CO₂, em algumas regiões como a Margem Leste, em águas ultra profundas, as concentrações se mostraram mais elevadas. Realizando-se uma interpolação espacial dos teores de CO₂ já medidos nesta região, observa-se uma superfície de concentrações variando de 5 até 80%, conforme Figura 1.

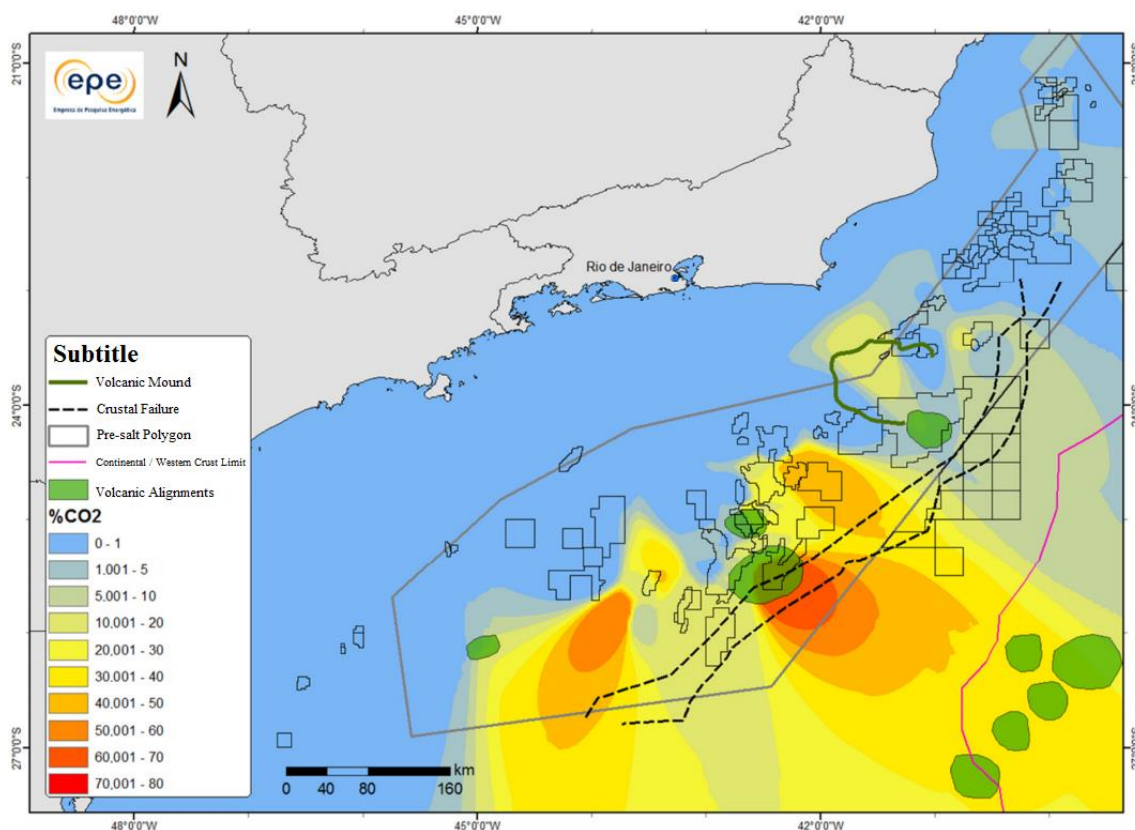


Figura 1. Mapa de Concentração de CO₂ na Margem Leste

Fonte: Almeida et. al (2018).

A concentração de CO_2 do gás natural associado ao petróleo nos campos do Pré-Sal pode requerer que os mesmos passem por processos de separação para aproveitamento comercial ou para destinação ambientalmente viável. Conforme Resolução ANP nº 16 de 17 de junho de 2008, o gás natural deve apresentar teores máximos de CO_2 abaixo de 3% v/v, e por isso os volumes que ultrapassem este limite devem ser removidos das correntes de gás natural. Ademais, os altos teores de CO_2 inviabilizam tecnicamente o escoamento do gás natural até a costa, tendo em vista seus efeitos corrosivos, quando na presença de traços de água, o que eleva os custos associados à proteção e à manutenção dos gasodutos.

A remoção do CO_2 pode se dar através de processos físicos ou químicos, como a Absorção Química, Permeação em Membranas, Absorção Física, Adsorção, Destilação Criogênica e Processos Híbridos. Conforme o diagrama da Figura 2, para dois processos típicos, a seleção da melhor tecnologia de captura de CO_2 do gás natural pode ser escolhida de acordo com a vazão de processo e a composição do gás a ser tratado.

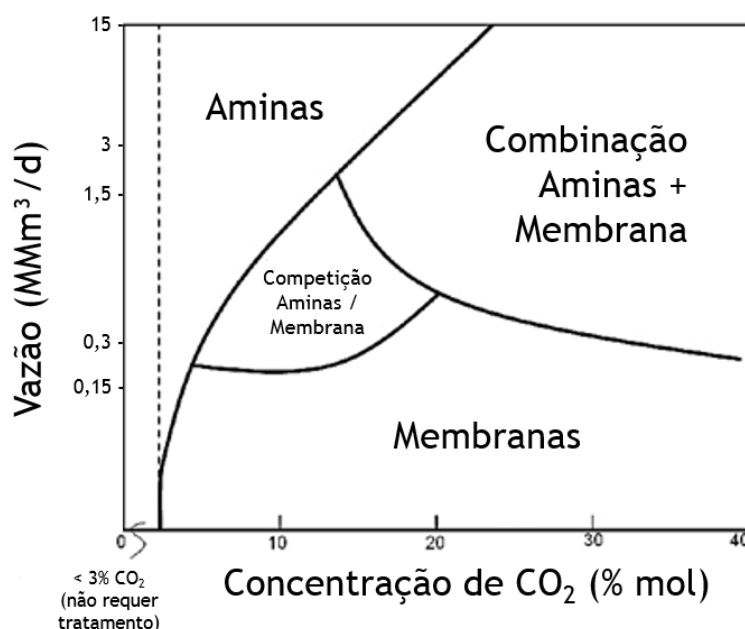


Figura 2. Mapa de seleção para tecnologia de captura de CO_2 a partir do gás natural (vazão de gás versus composição de CO_2)

Fonte: adaptado de Baker e Lokhandwala (2008), apud Nakao (2010).

Mesmo que o método de absorção por aminas seja mais indicado para maiores volumes, devido a restrições de peso e espaço no layout das unidades de produção o método de captura mais utilizado nas plataformas do Pré-Sal do tipo FPSO tem sido as membranas (IBP, 2017). Membranas são barreiras permeo-seletivas nas quais o componente que apresenta maior afinidade terá maior taxa de permeabilidade. O CO_2 contido nas correntes de gás natural que passam pelas plataformas de produção não é capturado em sua totalidade pelas membranas, correspondendo a uma parcela de captura entre 85% e 90% de CO_2 . Além disso, as membranas também apresentam parâmetros de seletividade de CO_2 e CH_4 que geram arraste do gás natural, tendo como produto um

gás rico em CO₂ que posteriormente será injetado no poço, mas que também contém teores consideráveis de metano (RATHMANN, 2017).

O módulo de membranas pode ser construído na forma de folhas espiraladas ou de fibras ocas, e apresenta menor peso e área de instalação do que o de uma planta de captura por absorção química. Portanto, no caso das plataformas a serem utilizadas na exploração dos campos do Pré-Sal, o uso das membranas se justifica principalmente devido aos critérios de instalação, uma vez que os *layouts* das FPSO são bem definidos e os espaços são restritos, além da instabilidade na estrutura devido ao movimento marítimo, o que dificulta a alocação de equipamentos de absorção química (RATHMANN, 2017).

2.2 Características dos Projetos de E&P

Estima-se que em média os campos do Pré-Sal tenham uma produção máxima que varia de 5 a 15 milhões de m³ por dia. Nesse sentido, foram considerados nos estudos de caso campos com capacidade máxima de produção de 10 MMm³/d. De acordo com estimativas baseadas em Almeida (2018), os teores de contaminação do gás natural considerados nesse estudo, foram de 0-3%, de 10%, de 20%, de 30% e de 40% (v/v) de CO₂, sendo todas as correntes com exceção da primeira (0-3% de CO₂) submetidas ao processo de separação antes de serem escoadas até a costa. Além disso, foram considerados campos a uma distância da costa de 100 km, 150 km, 200 km, 250 km e 300 km.

As curvas de produção foram determinadas a partir de estimativas médias realizadas pela EPE, da produção bruta de unidades produtivas do Pré-Sal, assim como as taxas de consumo, queima e injeção equivalentes para cada tipo de gás natural. O consumo na própria plataforma² foi definido como sendo de 35,8%, com queima, perdas e ajustes de 5% para todos os casos. Quanto às taxas de injeção, estas foram calculadas de forma cumulativa, do teor de 0-3% de CO₂ até 40% de CO₂, considerando-se primeiramente uma injeção típica de 3,6% do gás natural produzido no primeiro caso por questões operacionais, e a injeção de todo o CO₂ removido junto a parte do metano nos demais casos.

Por meio do Sistema de Avaliação de Custos de Exploração e Produção - SAEF (desenvolvido pela EPE), foram estimados os quantitativos referentes à infraestrutura necessária para o desenvolvimento dos projetos, sendo definida a entrada de 8 poços durante 10 anos. Conforme MME (2012), o fator de decaimento foi considerado como sendo de 8%. Na Figura 3 é apresentada a curva de Produção Bruta estimada, junto às parcelas que são descontadas em cada caso.

² O consumo nas plataformas de produção de petróleo e gás natural está associado à geração de calor e à operação de equipamentos necessários à movimentação das correntes dentro e para fora da plataforma. No ambiente *offshore*, a maior parte do consumo está associada aos compressores necessários para escoamento e injeção do gás natural.

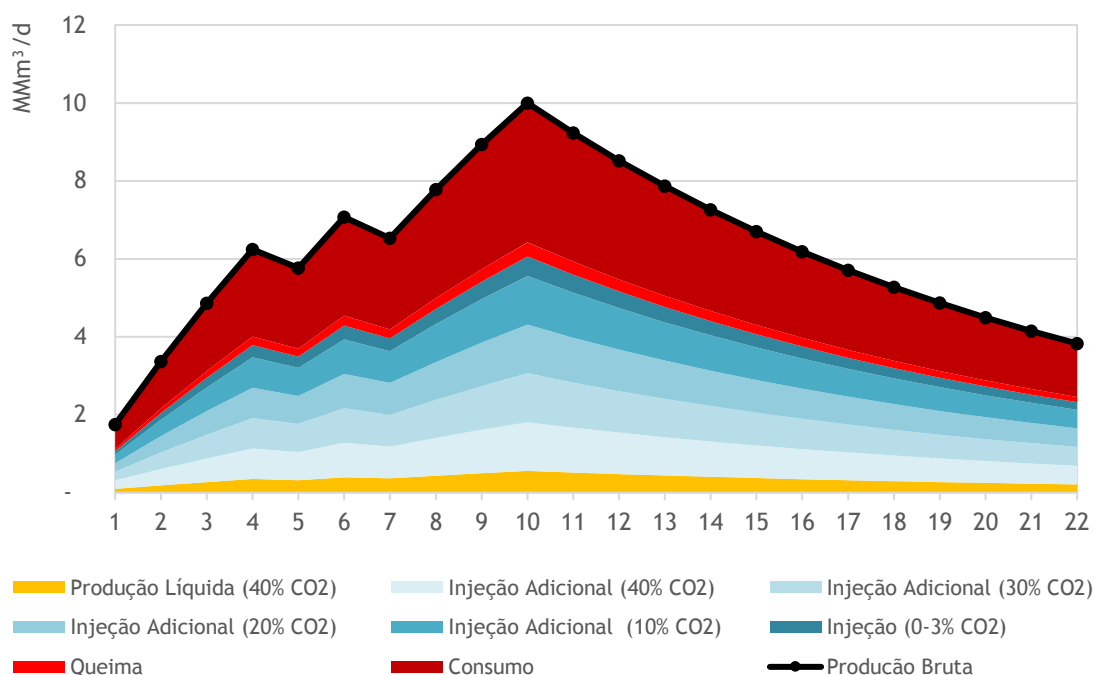


Figura 3. Produção, Injeção, Consumo e Queima ao longo dos anos de produção

Fonte: Elaboração própria EPE.

Notas: Produção Líquida apresentada para o menor caso (maior percentual de CO₂); nos casos com menor percentual de CO₂, as parcelas correspondentes à injeção adicional se somam à Produção Líquida; o consumo próprio nas plataformas está associado principalmente à operação dos compressores.

2.3 Processamento e Venda dos LGN

Nas UPGNs o gás natural é separado em produtos que são especificados para a comercialização, geralmente GLP e gasolina natural (C5+), mas podendo incluir etano e propano petroquímicos. Um dos pontos mais importantes das unidades de processamento de gás natural, de acordo com Granada (2017), é o sistema de recuperação de líquidos, onde são separados o etano (C₂), o propano (C₃) e outras frações de hidrocarbonetos leves (C₅+).

Basicamente, a recuperação se compõe em três etapas: separação dos LGN, fracionamento dos LGN e especificação dos produtos; e pode ser realizada através dos métodos Joule-Thompson, Refrigeração Simples, Absorção Refrigerada e Turbo Expansão, além de alguns métodos mais recentes ainda em fase de desenvolvimento (EPE, 2016). Um dos processos que são geralmente utilizados e que apresentam maior eficiência e confiabilidade é a Turbo-expansão. Como produto final do processamento se tem o gás natural seco ou especificado, que pode ser comprimido e aportado na malha de transporte de gás natural existente, assim como os produtos líquidos.

Para o processamento do gás natural, foram consideradas nos estudos de caso UPGNs do tipo Turbo-Expansão com capacidades máximas de iguais à Produção Líquida máxima alcançada em cada caso (já considerando as parcelas descontadas da Produção Bruta dependendo do teor de CO₂).

3 PREMISSAS ECONÔMICAS

Com base em informações coletadas da literatura em termos de custos de equipamentos e de instalações de E&P, foram estimados os custos de um projeto típico de E&P no Pré-Sal, a partir dos quais foram realizadas as simulações de fluxo de caixa. Os valores de CAPEX relacionados à produção tanto do petróleo quanto do gás natural foram alocados entre as duas correntes levando em conta estimativas de teor energético típico de petróleo e de gás natural úmido, resultando em cerca de 92% dos custos sendo alocados no óleo. Os custos na base de dados do SAEP que estavam em datas anteriores à do estudo de caso foram corrigidos para a data-base dezembro de 2017 por meio dos índices de Custos de Capital Upstream (UCCI) da IHS Markit (2018).

Foram alocados exclusivamente no custo do gás natural os valores referentes ao sistema de escoamento e ao sistema de separação de CO₂. Os custos de gasodutos de escoamento foram estimados de forma simplificada considerando custos de referência de projetos similares em termos de diâmetro e extensão. Já o CAPEX para remoção de CO₂ por membrana foi estimado de acordo com MME (2014) e Nakao (2010) como sendo de US\$ 230 milhões, e o OPEX em 5% a.a, ambos alocados no custo do gás natural.

Os custos operacionais (OPEX) e de abandono (ABEX) representam, em todos os projetos, 6% (sendo, destes, metade fixos e metade variáveis) e 7% do CAPEX total, respectivamente. A Tabela 1 resume os principais parâmetros econômicos considerados para a avaliação econômica dos projetos de Exploração e Produção.

Tabela 1. CAPEX, OPEX e ABEX estimados para os estudos de caso

CAPEX		ÓLEO	GÁS
Exploração			
Custos Exploratórios	MMUS\$	58,32	4,53
Poços			
Número de poços de produção		8	8
Custo unitário do poço de produção	MMUS\$	137,73	10,69
Custo total dos poços de produção	MMUS\$	1.101,81	85,49
Poços de Produção/Poços de Injeção		2	2
Custo unitário do poço de injeção	MMUS\$	137,73	10,69
Custo total dos poços de injeção	MMUS\$	550,9	42,74
Instalações			
Sistemas Submarinos	MMUS\$	1.025,82	79,59
Instalações de Superfície	MMUS\$	-	-
Estrutura da Plataforma	MMUS\$	940,61	72,98
Custo Total das Instalações	MMUS\$	1.966,44	152,57
Sistema de Separação de CO₂			
Skid de Membranas	MMUS\$	-	230
Sistema de Escoamento			
Custo do metro.pol	US\$/metro.pol	-	131,77
Metro.Pol	metro.pol	-	20 polegadas x 100/150/200/250/300 km
OPEX			
Custos operacionais			
Custos operacionais fixos	% CAPEX a.a.	3%	3%
Custos operacionais variáveis com a produção	% CAPEX a.a.	3%	3%
Custos operacionais de membranas	% CAPEX a.a.	-	5%
ABEX			
Despesas de Abandono	% CAPEX	7%	7%

Fonte: Elaboração própria EPE.

A partir dos custos e das curvas de produção apresentadas anteriormente, foi utilizado o programa SAEP para realizar estimativas de fluxos de caixa dos projetos de E&P. Para tal, foram considerados: o sistema fiscal de partilha de produção para execução da atividade de E&P; a composição do óleo e do gás natural com base na média anual das memórias de cálculo disponibilizadas pela ANP (2018); os preços de referência dos líquidos de gás natural a partir da memória de cálculo do PRGN da ANP (2018); os preços de referência do petróleo Brent, que equivale a US\$/bbl 69,18 (dez/17); e o Government Take de US\$ 1,2 bilhões de Bônus de Assinatura com US\$ 206 Milhões referentes ao Programa Exploratório Mínimo, com 42% de óleo ofertado à União, segundo médias dos últimos leilões realizados no ambiente Pré-Sal.

Como premissas econômicas, foram ainda considerados que 75% dos investimentos seriam provenientes do capital próprio do empreendedor, cujo custo de capital (taxa real) corresponde a 9,67% a.a. Os 25% restantes dos investimentos seriam financiados, com custo de capital a uma taxa de 7,89% a.a. e prazo de 20 anos para a amortização³.

A depreciação foi estimada como acelerada em 16,4 anos, período calculado a partir da ponderação média dos percentuais anuais de materiais e equipamentos (10% em 25 anos), serviços de C&M (30% em 25 anos), serviços de frete (35% em 10 anos), edificações (20% em 10 anos) e compras de terreno (5% em 18 anos).

No que toca ao CAPEX de UPGNs, este foi estimado por meio das correlações apresentadas por EPE (2018), considerando OPEX de 5% ao ano. As receitas geradas pela venda de líquidos foram calculadas a partir dos volumes de GLP e C5+ obtidos pelo processamento de gás úmido, (considerando composição de 8% v/v de GLP e 2% v/v de C5+ na corrente de entrada), multiplicados por seus respectivos valores no mercado internacional em dezembro de 2017, apresentados pela ANP (2017): GLP por US\$ 0,91/gal e C5+ por US\$ 1,42/gal. Considerou-se também um consumo de cerca de 5% do gás natural para operação da UPGN, além de possíveis perdas e ajustes de poder calorífico.

³ Estimativas com base na metodologia descrita em EPE (2012) utilizando informações de mercado atualizadas.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com base nas estimativas de custos e projeções da exploração e produção do gás natural de campos do Pré-Sal e seus respectivos escoamento e processamento, buscou-se estimar a faixa provável dos preços de oferta do gás natural. Para isso, foram calculados os valores de break-even do gás natural para que o VPL do projeto fosse igual a zero, dada a TIR escolhida (9,67% para capital próprio e 7,89% para capital de terceiros). Para as estimativas de break-even na boca do poço, considerou-se apenas a parcela dos custos do projeto referente ao gás natural, desconsiderando o Fluxo de Caixa da parte referente ao petróleo, ou seja, não haveria transferência de lucros extraordinários entre as duas partes do projeto. Isto porque foi considerado que o empreendedor não tomaria a decisão de enviar o gás natural para o litoral caso esta parte do projeto (separação do CO₂, escoamento e processamento) não fosse viável por si só. Neste caso, poderiam ser buscadas outras formas de monetização do gás natural, como uma maior injeção para aprimorar a recuperação de petróleo, tecnologia de Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) ou Floating Gas-to-Liquids (FGTL), armazenamento na forma de capa de gás ou em outros reservatórios depletados ou com produção marginal, entre outras possibilidades.

Em todos os casos analisados com teor de CO₂ de 40%, foram estimados valores de Break-Even maiores que US\$ 30,00 /MMBtu para o gás natural especificado; por isso, estes resultados não são mostrados nos gráficos a seguir. Caso um projeto do porte de 10 MMm³/d tenha um teor de CO₂ igual ou maior que 40%, estima-se que restará cerca de 500 mil m³/d de gás natural após o desconto das parcelas de consumo próprio, queima e injeção, sendo inviável que este baixo volume pague por todos os custos referentes à separação, ao escoamento e ao processamento do gás natural. Neste caso, para monetização do gás natural via escoamento para o litoral, pode ser necessário compartilhar alguns dos custos com a parte do projeto que concerne ao petróleo, resultando em menores valores de Break-Even.

Para os teores de CO₂ de 0 a 30%, nos casos onde não foi considerado o abatimento da venda de GLP e C5+ do custo do gás natural, a estimativa de Break-Even para o gás especificado variou entre US\$ 6,90 e US\$ 17,00 /MMBtu, considerando uma distância de 200 km da costa. Já nos casos onde houve abatimento da receita obtida com GLP e C5+ do preço do gás natural especificado, os valores de Break-Even variaram entre US\$ 2,60 e US\$ 12,70 /MMBtu para a mesma distância do litoral. Na Figura 4, são apresentados os valores de Break-Even estimados para diferentes distâncias do litoral e teores de CO₂, no caso onde considerou-se abatimento da receita obtida com GLP e C5+ do preço do gás natural especificado.

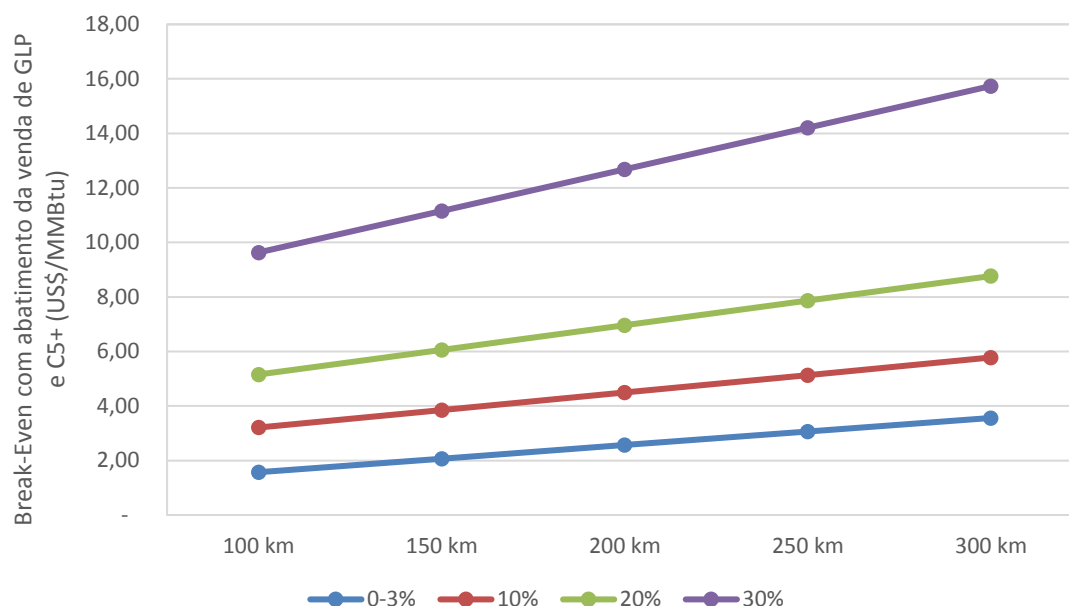


Figura 4. Estimativas de Break-Even

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: Teores de CO₂ de 40% resultaram em valores de Break-Even maiores que US\$ 30,00 /MMBtu, que não são apresentados no gráfico.

Pode ser observado que, para que o gás natural do Pré-Sal tenha um Break-Even próximo ao valor da molécula vendida em 2018 no Brasil, de US\$ 6,50 a US\$ 8,50 /MMBtu (MME, 2019), este deve ter um teor de CO₂ de até cerca de 20%. Entretanto, entende-se que alguns agentes possam ter participações em campos produtores com diversas faixas de teor de CO₂, e portanto diversos valores de Break-Even, e façam o *blend* destes volumes para venda na forma de uma cesta de gás natural processado, com preço médio ponderado entre os diversos tipos de gás natural incluídos. Além disso, vários blocos próximos em conjunto podem vir a viabilizar a construção de uma única infraestrutura de escoamento, o que traria uma economia de escala e poderia viabilizar campos com maior teor de CO₂. Adicionalmente, os produtores poderiam vir a negociar capacidade de escoamento em gasodutos de outro agente, via procedimento de Acesso por Terceiros, caso as características do gás natural sejam compatíveis com as do gasoduto, possivelmente reduzindo os valores de Break-Even.

Observa-se em linhas gerais que não há grande variação do break-even do gás natural do Pré-Sal para diferentes valores de distância da costa (cerca de US\$ 1,00 a US\$ 3,00 /MMBtu para cada 100 km), porém há grande influência do teor de CO₂ nos custos unitários, em alguns casos podendo aumentar em 400% o valor de Break-Even, principalmente pelo fato de haver menos gás natural disponível para pagar pelos custos da infraestrutura. Os valores de Break-Even apresentam redução significativa, de cerca de US\$ 4,30 /MMBtu, quando os líquidos de gás natural são vendidos na forma de GLP e C5+ e abatidos do custo do processamento.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo buscou estimar os custos incorridos na produção, separação, escoamento e processamento do gás natural no ambiente Pré-Sal da Bacia de Santos e de Campos, avaliando-se também os desafios técnicos e econômicos para a destinação do gás natural ao mercado nacional por meio de gasodutos.

Os resultados encontrados mostram que há heterogeneidade de preços de Break-Even de gás natural no Pré-Sal dessas Bacias. Observa-se que os resultados são altamente impactados por determinados parâmetros, como os volumes de produção, a distância da costa, o teor de CO₂ e os vultuosos valores de investimentos intrínsecos às operações de exploração e produção de petróleo e gás, assim como seu tratamento e o escoamento.

Os resultados da análise econômica permitiram concluir que, com base nos parâmetros adotados, os valores de Break-even do gás Natural podem variar de US\$ 1,60 a cerca de US\$ 16,00 /MMBtu, para vários teores de CO₂ e distâncias entre o campo produtor e o litoral, no cenário em que sejam realizados abatimentos referentes aos valores da comercialização do GLP e C5+ dos preços finais do gás natural. No caso de não serem abatidos dos preços de gás natural os valores obtidos pela venda do GLP e do C5+, as estimativas de Break-Even têm um aumento de cerca de US\$ 4,30 /MMBtu. Para que o gás natural do Pré-Sal tenha um Break-Even próximo ao valor da molécula vendida em 2018 no Brasil, de US\$ 6,50 a US\$ 8,50 /MMBtu (MME, 2019), este deve ter um teor de CO₂ de até cerca de 20%.

Ressalta-se que as estimativas de CAPEX, OPEX e ABEX utilizadas no estudo foram baseadas na literatura, podendo apresentar variações consideráveis dadas as especificidades dos projetos do segmento de petróleo e gás⁴. Além disso, as estratégias de comercialização do gás natural podem ser particulares para cada projeto específico, tornando as estimativas sensíveis a diversos parâmetros que não foram considerados no presente estudo. Por exemplo, a estratégia comercial pode ser diferente caso a empresa foque em um único projeto ou em um portfólio de projetos. Assim, poder-se-ia optar por uma solução menos atrativa em um determinado campo caso a solução de portfólio (vários campos) seja mais atrativa. Outra possibilidade seria a utilização do gás natural, limitada a fatores específicos de cada reservatório, para aprimorar a recuperação de óleo do projeto, o que pode favorecer o fluxo de caixa do mesmo em detrimento da venda do gás natural ao mercado.

⁴ Mais especificamente, foram realizadas análises em nível de ordem de grandeza, com baixa maturidade das informações técnicas, por meio de dados da literatura e correlações paramétricas. Sendo assim, os resultados podem apresentar variações da ordem de 20% a 50% para menos, e de 30% a 100% para mais (AACE, 2011).

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AACE. AMERICAN ASSOCIATION OF COST ENGINEERS, (2011). International Recommended Practice No. 18R-97, 2011.

ANADARKO, 2010. Anadarko announces successful pre-salt flow test offshore Brazil. Disponível em: <<http://investors.anadarko.com/download/Wahoo+DST+-+4-6-10.pdf>>. Acesso em: 18 fev. 2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2017). 2ª Rodada de Partilha da Produção: Sumário Executivo das Áreas em Oferta.

_____. _____. (2018). Royalties e outras participações. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas>>. Acesso em: 29 out. 2018.

BISPO, F. J. S. Análise Técnico-econômica de um Sistema Submarino Subsea to Shore Associado aos Campos do Pré-sal. 2016. Monografia (Bacharel em Engenharia de Petróleo) - Rio de Janeiro: Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.

CTO. 2012. Petrobras informa potencial de concessão na Bacia de Campos. Disponível em: < <http://www.cta-es.com.br/noticias/249/Petrobras-informa-potencial-de-concessao-na-Bacia-de-Campos.html> >. Acesso: 19 nov. 2018.

ELLIS, M.; HEYNING, C.; LEGRAND, O. Oil & Gas and Capital Productivity Practices: Extending the LNG Boom: Improving Australian LNG Productivity and Competitiveness. McKinsey&Company, 2013.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2012). Nota Técnica DEA 21/12 - Custo de Capital de Projetos de Transporte de Gás Natural no Brasil. Disponível em < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-352/DEA%2021%20Custo%20de%20capital%20Gasoduto.pdf> >. Acesso: abril/2019.

_____. _____. (2016). Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados, Dezembro, 2016. Disponível em < <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-298/EPE,%202016%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Metodologia%20G%C3%A1s%20Natural%20Seco%20e%20Derivados.pdf> >. Acesso: abril/2019.

_____. _____. (2018). Compilação de Correlações de Custos de Equipamentos Instalações Industriais de Gás Natural. Diretoria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, EPE-DPG-SGB, EPE, Rio de Janeiro. Agosto de 2018.

EQUINOR. 2018. Portfolio de exploração no Brasil- Bacia de Campos. 2018. Disponível em: < <https://www.equinor.com.br/> >. Acesso em: 16 nov. 2018.

GAS PROCESSOR SUPPLIERS ASSOCIATIONS, Engineering Data Book. Vol. II, 12th edition, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., FPS Version, 2004 & I.

GRANADA, L. J. S. Logística de transporte de gás natural no pré-sal brasileiro: modelo de otimização. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas- SP. 2017.

IBP. Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas. Cooperação UFRJ, março de 2017.

IHS Markit. Upstream Capital Costs Index (UCCI). (2018). Disponível em: <<https://ihsmarkit.com/Info/cera/ihsex/index.html>>. Acesso em 02 nov. 2018.

MATA, D. A. N. Evaluation of Alternatives for Disposal and Monetization of Associated Natural Gas - Offshore Deepwater Brazil. 2010. Thesis (Master of Science) - Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering, Norman, Oklahoma, 2010.

Ministério de Minas e Energia - MME (2019). Boletim Mensal de Acompanhamento de Indústria de Gás Natural - dezembro de 2018. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2018>>. Acesso em março de 2019.

NAKAO, A. Modelagem de Contactores Gás-Líquido para Separação de CO₂ de Gás Natural com Solução Aquosa de Etanolaminas. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química da UFRJ, 2010.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (2018). Comunicação Bacia de Santos: Empreendimentos - Rota 2 e 3. Disponível em: <<https://www.comunicabaciadesantos.com.br/empreendimentos>>. Acesso em: 01 dez. 2018.

RATHMANN, R. Opções transversais para mitigação de emissões de gases de efeito estufa: captura, transporte e armazenamento de carbono. Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, ONU Meio Ambiente, 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 16, DE 17.6.2008. Estabelece a especificação do gás natural, nacional ou importador, a ser comercializado em todo território nacional. Rio de Janeiro, 2008.

SINAVAL. SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO E REPARAÇÃO NAVAL E OFFSHORE. A demanda por plataformas de produção de petróleo. Disponível em <<http://sinaval.org.br/wp-content/uploads/SINAVAL-Cenario2010-Plataformas.pdf>>. Acesso em: 23 ago. 2018.

SOUZA, M. M. D. de. Análise da viabilidade técnica e econômica de processar o gás natural para venda em plataformas de campos de gás retrógrado offshore. 2017. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.