

# VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM CAMPO MADURO DA BACIA DO RECÔNCAVO

Cíntia Devillart Motta<sup>1</sup>

Marcos Antônio Costa Junior<sup>2</sup>

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

## RESUMO

A nova dinâmica da indústria do petróleo tem ampliado o interesse dos operadores e do governo pelo desenvolvimento de bacias terrestres que devido ao seus limites técnicos-econômicos não eram mais vistas como viáveis. Há uma tendência da retomada do interesse destes campos, tendo em vista a importância destes. O presente trabalho sugere a análise da viabilidade técnico-econômica de um campo maduro situado na Bacia do Recôncavo, servindo como subsídio para a retomada da exploração. O parâmetro utilizado foi o Valor Presente Líquido (VPL). Para o objeto em estudo o valor encontrado foi em torno de R\$ 1,6 milhão, indicando retorno financeiro, considerando um horizonte de exploração de 15 anos. O valor encontrado, apesar de significativo, demonstra-se sensível às variações de custos e impostos demandando uma redução nos custos de produção.

## PALAVRAS-CHAVE

Viabilidade Econômica. Campos Maduros. Fluxo de Caixa.

## ABSTRACT

The new dynamics of the oil industry has increased the interest of operators and the government in the development of onshore basins that, due to their technical-economic limits, were no longer seen as viable. There is a tendency to regain interest in these fields, given their importance. The present work suggests the analysis of the technical-economic feasibility of a mature field located in the Recôncavo Basin, serving as a subsidy for the resumption of exploration. The parameter used was the Net Present Value (NPV). For the object under study, the value found was around R\$ 1.6 million, indicating a financial return, considering an exploration horizon of 15 years. The value found, although significant, is sensitive to variations in costs and taxes, demanding a reduction in production costs.

## KEYWORDS

Economic viability. Mature Fields. Cash flow.

## 1 INTRODUÇÃO

Apesar de atualmente o Brasil está concentrado em desenvolver grandes acumulações em áreas *offshore*, como por exemplo o pré-sal, existem grandes oportunidades de ganho localizadas nas bacias terrestres. Estas não são desenvolvidas devido aos grandes operadores decidirem dedicar-se aos campos que podem fornecer maior rentabilidade, devolvendo então a Agência Nacional do Petróleo (ANP) campos que possuem óleo e/ou gás em menor quantidade, chamados de campos maduros ou marginais.

Segundo Quintans (2014) define-se campo maduro como um campo com produtividade em declínio, e, em muitos casos, o custo de produção é maior do que a renda que se pode obter da produção ou, ainda, campos que dependam de técnicas alternativas ou novas técnicas para a recuperação do óleo. Já campos marginais são os que estão próximos a atingir seu limite econômico. Embora ainda tenham volumes a serem produzidos, estes campos costumam ser abandonados pelas grandes produtoras.

Operadores independentes, formados em sua maioria por empresas de pequeno e médio porte veem nos campos maduros e marginais excelentes oportunidades de lucro, pois o risco de investimento é pequeno e a garantia de produção é grande, possibilitando assim estar presente no mercado sem comprometer grandes valores. Mas para aquisição de um campo com alto grau de exploração é necessário avaliar sua viabilidade técnico econômica visando comprovar que os investimentos serão recompensados por uma curva de produção futura, e ainda trarão receitas para empresa.

A perspectiva de que a Petrobras irá desmobilizar seus ativos terrestres e concentrar suas forças nos campos que possuem maiores acumulações fez com que muitas empresas criassem interesse por campos terrestres. Isto porque eles oferecem menor risco, já tem seus poços perfurados e completados, isto é, o campo já está desenvolvido, precisa de técnicas para reduzir custos e prolongar sua produção. As

projeções apontam que nos próximos anos a curva de produção terrestre irá aumentar significativamente, portanto será necessário desenvolver metodologias de análise para definir quais campos são os mais promissores para investimentos (MME, 2017).

Em virtude da necessidade da tomada de decisão mais rápida e certa surgiu a engenharia econômica, esta vem criando metodologias práticas de análises de investimentos, visando otimizar os projetos para que se tenha maior lucro financeiro e assim ampliar seus investimentos. Devido ao fato da indústria do petróleo precisar de decisões quase que instantâneas e ao mesmo tempo lidar com valores tão altos se tornou imprescindível conhecer melhor os itens presentes nas análises econômicas desse setor, principalmente porque esses estudos são necessários para qualquer atividade a ser desenvolvida ao longo do ciclo de vida de um campo de petróleo. Quanto a exploração de um campo maduro como exemplo, isto se deve ao fato do maior interesse dos pequenos operadores por esses ativos, que podem ser extremamente promissores se desenvolvidos da maneira correta.

Para auxiliar estudos futuros foi desenvolvida uma planilha de apoio que calcula o fluxo de caixa do projeto e resulta no Valor Presente Líquido (VPL) uma das técnicas mais utilizadas, por ser simples e eficaz para demonstrar de forma rápida se um empreendimento é válido ou não. Esta foi aplicada no estudo de caso do campo Bom Lugar – Bacia do Recôncavo.

## 1.1 CAMPOS MADUROS

Desde que foram encontradas as primeiras acumulações de petróleo e gás natural em regiões *offshore*, especialmente na Bacia de Campos, os campos *onshore* receberam menos atenção, afinal buscava-se uma autossuficiência energética que os poços em terra não poderiam proporcionar, já que continham volumes muito menores do que os encontrados em regiões marítimas.

Portanto, mesmo com a quebra do monopólio da Petrobras por meio da chamada Lei do Petróleo em 1999 houve pouco interesse no mercado por essas áreas, seja pelo risco da atividade ou pela insegurança no investimento. Demorou alguns anos até a ANP realizar a primeira rodada de licitações desses campos, entre 2005 e 2006 que a primeira oferta foi oficializada, nela haviam blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais (ANP, [200-?]a).

Outras rodadas terrestres vieram, na maioria das vezes com campos denominados maduros ou marginais, que haviam sido devolvidos a União por terem atingido seu limite econômico ou por nunca terem atingido uma produção que interessasse as grandes empresas produtoras. Foi então que a ANP se interessou pelos pequenos operadores – isto é, concessionários menores, com empresas com menos presença no mercado, mas com capacidade produtiva, podendo então desenvolver mais essas locações.

Os denominados campos marginais de petróleo são aqueles que ficam à margem do interesse econômico de grandes companhias de petróleo, ou ainda aqueles cuja formação geológica ou a composição do óleo dificultam a sua exploração. Já campos maduros são campos em produção, com uma produtividade em declínio, e

em muitos casos o custo de produção é maior do que a renda que se pode obter da produção ou, ainda, campos que dependam de técnicas alternativas ou novas técnicas para a recuperação do óleo (QUINTANS, 2014).

Desde que se iniciou a oferta de áreas com campos maduros e marginais, foram realizadas quatro rodadas, em todas elas predominou campos situados na região Nordeste do Brasil, principalmente nos Estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Sergipe. Isso já era de se esperar, pois foi no Nordeste que surgiram os primeiros campos de petróleo, portanto estão nele a maioria dos campos presentes nas rodadas de licitação de campos maduros.

Dentre as vantagens de venda de campos maduros para o governo, está o valor arrecadado com o bônus de assinatura e os valores que as empresas detentoras da concessão geram nos dois primeiros anos após a aquisição dos campos, esse valor é referente as atividades que elas se comprometem a realizar no Plano Inicial de Trabalho (PIT). Além disso, a realização destas atividades proporciona emprego para população local, aumentando assim a empregabilidade no município onde o campo está localizado.

E, por último o resultado da produção deste campo, que gera receita para União por meio dos impostos cobrados, como royalties e participação especial. Para empresa “dona” do campo a maior vantagem é a aquisição de um ativo que representa baixo risco, pois já se confirmou a existência de petróleo e/ou gás natural na região e não haver necessidade de grandes investimentos para desenvolvimento do campo.

Como desvantagens pode-se citar a baixa produtividade, que precisa ser otimizada, mas com atividades de baixo custo devido a pequena receita que o campo pode proporcionar. O maior desafio das empresas detentoras de concessões de campos maduros é aumentar a produção e diminuir os custos.

## 1.2 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

Existem diversos métodos que podem ser utilizados para análises de fluxo de caixa, dentre eles encontra-se o valor presente líquido (VPL). Ele basicamente compara os valores presentes dos fluxos futuros de caixa (pagamentos ou recebimentos), com o valor do fluxo de caixa inicial, considerando uma determinada taxa de juros e regime de juros compostos. Sua importância é destacada por Muller e Antonik (2012) “o VPL é uma poderosa arma para calcular preços de produtos e serviços, verificar a viabilidade econômica de projetos ou investimentos e analisar a rentabilidade dos preços praticados para produtos e serviços”.

O valor presente líquido (VPL) é uma técnica de análise de fluxos de caixa que consiste em calcular o valor presente de uma série de pagamentos (ou recebimentos) iguais ou diferentes a uma taxa conhecida, e deduzir deste o valor do fluxo inicial - valor do empréstimo, do financiamento ou do investimento (SOBRINHO, 2018).

O VPL pode ser representado pela Equação 1:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (1)$$

Onde:

VPL – Valor presente líquido

$FC_j$  – Fluxo de caixa líquido do projeto para o período  $j$  considerado

$FC_0$  – Fluxo de caixa inicial

$i$  – Taxa de juros da operação financeira ou a taxa de retorno do projeto de investimentos

$j$  – Período

Ao utilizar o VPL é possível ver quanto um investimento estará valendo depois do período de tempo que ficou investido, isto é, expressa o valor investido hoje, no futuro. Para isso é considerada a taxa de desconto ou Taxa Mínima de Atratividade (TMA), esta mede a variação do dinheiro no tempo.

O VPL denota o resultado econômico de uma alternativa financeira para empresa. É sempre referenciado no instante zero, isto é, anterior a implantação do projeto e exige uma definição prévia da taxa de juros. Seu objetivo é vislumbrar o retorno de um projeto, de um investimento. Com ele é possível calcular, de forma simples, se um empreendimento proporcionará um lucro ou prejuízo aos investidores. Seu resultado demonstra os ajustes necessários para otimizar o planejamento e atingir um índice máximo de ganho financeiro.

Existem muitos motivos pelo qual o VPL é uma excelente ferramenta de apoio a um investidor. Levando em consideração o estudo proposto neste trabalho, pode-se ressaltar que a aquisição de um campo maduro requer um investimento alto, apesar dele possuir reservas pouco lucrativas; as empresas que se interessam por estes campos – chamadas operadoras independentes, são pequenas e, portanto, possuem poucos recursos. Neste contexto o VPL é essencial pois proporciona decisões rápidas para apoio na tomada de decisão, fazendo com que a empresa investidora aumente sua competitividade no mercado.

Ao resultar em um valor de VPL positivo, a empresa já se encontra em um projeto que trará lucro. Mas para complementar o resultado é importante que ela analise outras opções de investimento e o intuito dele, pois é possível que um empreendimento tenha um lucro baixo (VPL pequeno) e que esse valor, que seria investido, tenha um rendimento maior se aplicado em outro tipo de investimento que não estaria sujeito aos riscos presentes na indústria do petróleo.

### 1.3 TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES

Os custos relacionados aos tributos e obrigações com terceiros são onerosos e podem inviabilizar qualquer projeto, por isso devem ser considerados no fluxo de caixa de maneira a comprovar a viabilidade econômica do mesmo, já que não existe a possibilidade de se negociar muitas dessas taxas. Representam grande parte dos gastos de qualquer empresa, portanto serão tratados nesta seção com o objetivo de demonstrar ao que se referem.

Essas tributações serão divididas entre Participações Governamentais e de Terceiros e Impostos. O primeiro incide exclusivamente na indústria de Exploração e Produção (E&P) e são determinados no edital de convocação de cada rodada, já os demais componentes se aplicam a todas as empresas que atuem no Brasil, mas costumam ter regimes diferenciados quando se trata de atividades na indústria petrolífera.

Os impostos exclusivos da indústria do petróleo são divididos em:

## 1.4 CUSTOS

Na indústria do petróleo os custos podem ser divididos em CAPEX e OPEX. CAPEX é a sigla da expressão inglesa *capital expenditure*, em português, designa despesas de capital ou investimento em bens de capital. Representa o dinheiro a ser gasto para adquirir bens de capital ou realizar melhorias em bens já existentes (FERNÁNDEZ *et al.*, 2009). CAPEX pode ser definido como custos de desenvolvimento do projeto.

Mais especificamente na indústria do petróleo, são investimentos realizados na etapa de desenvolvimento do projeto, seja para preparar uma área a ser explorada ou preparar um campo para produção. São itens ou atividades que tem vida útil superior a um ano, como por exemplo: perfuração de poços, instalação de superfície, vias de escoamento etc. Podem ser considerados CAPEX: Imóveis (terrenos, prédios), equipamentos (sonda, guindaste), instalações (plataformas, dutos), entre outros.

OPEX é a sigla da expressão inglesa *operational expenditure* e, em português, significa o custo operacional associado a manutenção dos equipamentos e gastos operacionais, necessários à produção para que o funcionamento seja mantido. São atividades que possuem vida útil inferior a um ano (FERNÁNDEZ *et al.*, 2009).

Na indústria do petróleo são divididos em OPEX fixos e OPEX variáveis. OPEX fixos são proporcionais aos custos de capital dos itens a serem operados e, portanto, é baseado em uma porcentagem do investimento acumulado. O OPEX variável é proporcional ao rendimento e, portanto, está relacionado à taxa de produção (JAHN *et al.*, 2008).

OPEX está diretamente ligado aos custos de operação e manutenção de poços produtores de óleo ou gás natural, além dos custos materiais, suprimentos e despesas administrativas. Por isso, é chamado de *lifting cost*, que pode ser entendido como o custo necessário para produzir um barril de petróleo (JAHN *et al.*, 2008). Os custos operacionais mais importantes são: gastos administrativos, custos de manutenção de instalações e equipamentos, custos fixos (mão de obra, energia), custos variáveis por barril de petróleo produzido, impostos e tributos.

## 1.5 RECEITAS

Quando se fala de projetos da indústria de petróleo, a receita se resume a produção a ser obtida ao logo da vida útil do campo, sendo ela petróleo e/ou gás natural. Existem dois tipos de receitas que precisam ficar claras para facilitar o entendimento do estudo, são elas: receita bruta e receita líquida.

Receita bruta pode ser definida como a receita de um campo proveniente de uma dada concessão, considerando o valor comercial total da produção fiscalizada, sem a cobrança de nenhum tributo, baseado nos preços de referência do produto a ser vendido, conforme determina as memórias de cálculo divulgadas pela ANP (FERNÁNDEZ *et al.*, 2009).

Receita líquida é a receita relativa a um campo, contemplando a receita bruta da produção, deduzidos os montantes correspondentes aos pagamentos de impostos, taxas e custos, como: *royalties*, participação superficiários, tributos, custos operacionais, entre outros relativos a operação do campo (FERNÁNDEZ *et al.*, 2009).

## 1.6 DECLÍNIO DE PRODUÇÃO

Segundo Rosa e outros autores (2006), o declínio de produção é um método simplificado e bastante utilizado para realização de ajuste de histórico e/ou previsão do comportamento de poços isolados, de reservatórios ou de campos de óleo. É largamente aplicado em estimativas de produção e recuperação.

A taxa de declínio de produção de um poço, reservatório ou campo produtor de óleo pode ser definida conforme a Equação 2.

$$a = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad (2)$$

onde  $q$  é a vazão de produção e  $t$  é o tempo. Para realização da previsão de produção é necessário o conhecimento da taxa de declínio  $a$  (ROSA *et al.*, 2006).

Na prática, a taxa de declínio de produção obedece a relação da Equação 3:

$$a = a_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^n, \quad 0 \leq n \leq 1 \quad (3)$$

Para definir o valor de  $n$  é levado em consideração o mecanismo de produção do reservatório. Mecanismo de produção são os efeitos que fazem desencadear o escoamento de um fluido, que pode ser por descompressão ou por deslocamento de um fluido por outro fluido. São três os principais mecanismos de produção de reservatórios: gás em solução, capa de gás e influxo de água (ROSA *et al.*, 2006).

De acordo com Rosa e outros autores (2006), os dois primeiros são exclusivos de reservatórios de óleo, enquanto o influxo de água pode ocorrer também em um reservatório de gás. Existem reservatórios que possuem um mecanismo combinado, isto é, mais um de um mecanismo atuante sem que um predomine sobre o outro.

Existem três métodos de declínio de produção – harmônico, exponencial e hiperbólico. O declínio harmônico ( $n=1$ ) dificilmente ocorre na prática, com exceção de certas fases da vida produtiva de reservatórios com mecanismo acentuado de influxo de água, é bastante favorável. O declínio exponencial ( $n=0$ ) ocorre principalmente em reservatórios com mecanismo de gás em solução, são bastante desfavoráveis e apresentam baixos fatores de recuperação finais. Por último, o declínio hiperbólico ( $0 < n < 1$ ) acredita-se que ele ocorra na maioria dos reservatórios reais (ROSA *et al.*, 2006).



Como o campo de estudo deste trabalho produz com o mecanismo de gás em solução, apenas este declínio será detalhado.

Segundo Rosa e outros autores (2006), o declínio exponencial pode ser chamado de declínio constante, o valor de  $n$  é igual a zero e a taxa de declínio permanece a mesma ao longo do tempo, portanto a vazão, durante o período de declínio exponencial, pode ser calculada pela Equação 4.

$$q = q_i \exp(-a_i t) \quad (4)$$

O volume acumulado de óleo a ser produzido, em função do tempo, pode ser estimado pela Equação 5 (ROSA *et al.*, 2006).

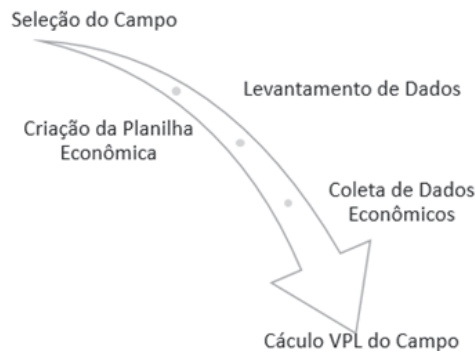
$$N_p = 365 \left( \frac{q_i - q}{a_i} \right) \quad (5)$$

onde  $q$  é a vazão no instante para o qual se deseja calcular a produção acumulada de óleo e  $a_i$  a taxa de declínio, que permanece a mesma ao longo do tempo.

## 2 METODOLOGIA

Conforme esquematizado na Figura 1 as etapas de desenvolvimento do trabalho proposto serão descritas a seguir.

**Figura 1** – Fluxograma das etapas de desenvolvimento do trabalho



Fonte: Autores (2018).

### 2.1 SELEÇÃO DE UM CAMPO DE ESTUDO

Para encontrar o objeto de estudo foi escolhida a 1ª Rodada de Acumulações Marginais como fonte de pesquisa. O campo escolhido foi o de Bom Lugar, situado na Bacia do Recôncavo.

Com essa rodada, a ANP visou estimular o mercado por meio de investimentos de pequenas e médias empresas, pois estes não apresentavam mais risco exploratório



e ainda contavam com infraestrutura para tratamento e transporte, o que facilitaria o processo de reabilitação (ANP, 2017c).

## 2.2 LEVANTAMENTO DOS DADOS DE PRODUÇÃO DO CAMPO

Os dados de produção do campo anteriores a sua oferta como acumulação marginal, são importantes para determinação do declínio natural do reservatório. Estes dados possibilitarão prever um comportamento para produção a futuro do campo, visando estimar as receitas do projeto.

Essas informações são públicas e divulgadas mensalmente no site da ANP, podendo ser obtidas as produções por poço ou por campo.

Ao ter acesso as produções por campo, por meio do site da ANP, foram criadas planilhas com esses dados organizados em ordem cronológica e assim calculado seu declínio de produção, considerando todo histórico de produção (ANP, [200-?]e).

## 2.3 LEVANTAMENTO DOS CUSTOS E TAXAS ENVOLVIDOS NO PROJETO

O edital de licitação da 1ª Rodada de Acumulações Marginais prevê alguns investimentos e taxas para as atividades. Os impostos foram retirados das leis brasileiras vigentes.

Quanto aos custos de cada atividade a ser realizada no campo, visando o reestabelecimento da produção e reabilitação das jazidas, consultou-se dois profissionais da indústria de petróleo para que por meio de suas experiências pudessem estimar os valores a serem gastos para cada investimento. A partir destes valores foram selecionados, pela metodologia de média aritmética, os dados considerados no fluxo de caixa.

A seleção dos profissionais consultados neste trabalho foi realizada primeiramente devido à larga experiência que os mesmos apresentam com intervenção e produção de poços *onshore*. Além disso, foi considerada a disponibilidade apresentada, pois muitos dados do campo Bom Lugar tiveram que ser analisados para estimar de forma ajustada os custos a serem incluídos no projeto, já que esses variam muito de acordo com as atividades a serem realizadas e a estrutura da empresa que adquiriu a concessão do campo.

## 2.4 CRIAÇÃO DA PLANILHA PARA CÁLCULO DA VIABILIDADE ECONÔMICA

Baseado nos conceitos de economia utilizados, foi criada uma planilha básica para cálculo da viabilidade econômica no *software Excel*.

Essa planilha considera as receitas e despesas envolvidas no projeto, definidas no edital de licitação, nas leis da indústria do petróleo e nas atividades previstas no programa de trabalho inicial. Visa estimar o valor presente líquido do empreendimento.

to e assim poder verificar se a empresa que declarou comercialidade do campo vem obtendo lucro ou prejuízo.

## 2.4 CÁLCULO VPL DO CAMPO BOM LUGAR – BACIA DO RECÔNCAVO

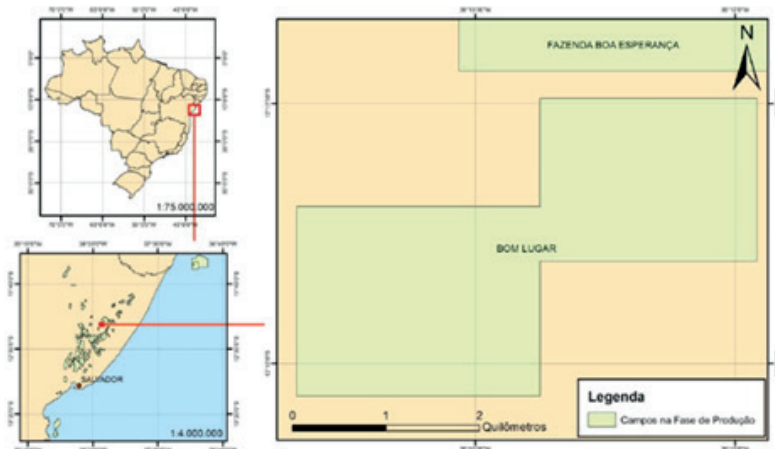
Após criação e teste da planilha, considerando impostos, taxas, investimentos e custos foi elaborado o fluxo de caixa do campo de Bom Lugar e assim calculado o seu Valor Presente Líquido (VPL), podendo afirmar por meio deste se a empresa que adquiriu este ativo no ano de 2005 teria uma previsão de lucro ou prejuízo.

## 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 3.1 CAMPO BOM LUGAR – BACIA DO RECÔNCAVO

O campo selecionado para estudo foi o de Bom Lugar situado na Bacia do Recôncavo, a cerca de 102 km ao norte da cidade de Salvador, Bahia. O mesmo foi descoberto em julho de 1968 e iniciou sua produção em setembro do mesmo ano. Em 1997 foi devolvido pela Petrobras à ANP. Quando disponibilizado na 1ª Rodada de acumulações marginais, foi adquirido por outra concessionária que se comprometeu a realizar estudos para poder recolocá-lo em produção. A atual concessão do campo é composta por duas acumulações petrolíferas distintas (Bom Lugar e Riacho Quiricó), como pode ser visto na Figura 2.

**Figura 2** – Mapa de Localização do Campo Bom Lugar



Fonte: Plano de Desenvolvimento – Campo Bom Lugar.

No edital da Sétima Rodada de Licitações – Parte B foi definido que a nova concessionária teria 17 anos para desenvolver o projeto, sendo dividido em duas fases, avaliação com duração de dois anos e produção com duração de 15 anos. Na

etapa de aquisição do campo a empresa se comprometeu, com o Plano Inicial de Trabalho (PIT) a realizar 525 Unidades de Trabalho (UT), correspondentes a intervenções nos cinco poços (ANP, 2017d).

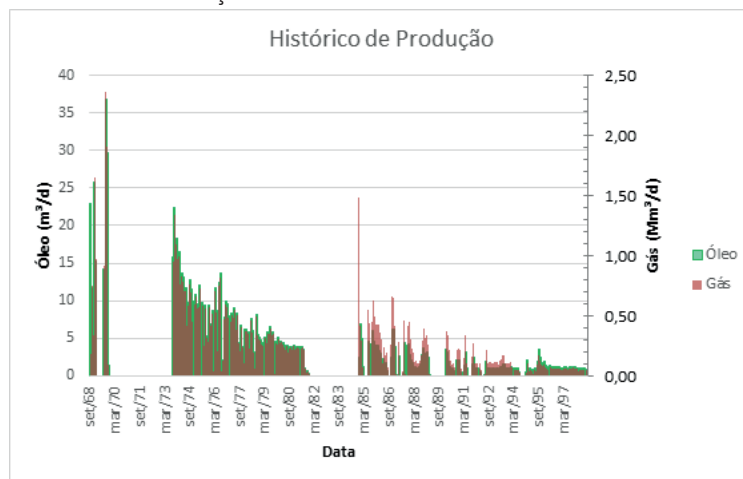
A escolha desse campo se deu pelo fato de seu plano de reabilitação de jazidas já ter sido divulgado pela ANP, possibilitando assim que sejam consideradas as atividades propostas nele na avaliação econômica a ser realizada.

Apesar da necessidade de calcular o Volume de Óleo *In Place* (VOIPS), não foi possível concluir esta estimativa, isto porque a área de acumulação do reservatório é uma incógnita, sendo um dado público apenas a área do campo. Por isso foi adotado o VOIPS de 944 Mm<sup>3</sup>, calculado pela antiga concessionária e divulgado no Sumário Executivo do Campo (ANP, [200-?]c).

### 3.2 DADOS DE PRODUÇÃO

O histórico de produção do campo Bom Lugar foi obtido na ANP e pode ser visto na Figura 3. Esta se limita a mostrar a produção até o ano de 1998, data em que a antiga concessionária abandonou o campo devido a não ter mais interesse econômico em produzi-lo.

**Figura 3** – Histórico de Produção



Fonte: Adaptado de ANP (200-?e).

Com a produção acumulada ( $N_p$ ) e o VOIPS (obtidos da antiga concessionária) foi calculada a fração recuperada utilizando a Equação 6:

$$f_r = \frac{N_p}{\text{VOIPS}} \quad (6)$$

Para o cálculo da fração recuperada foi considerado  $N_p = 32,709 \text{ Mm}^3$  e  $\text{VOIPS} = 944 \text{ Mm}^3$ . A fração recuperada em setembro de 1998, quando a antiga concessionária devolveu o campo a ANP, é de 3,46%.

No Plano de Reabilitação de Jazidas a empresa detentora da concessão considerou uma produção inicial de 5,5 m<sup>3</sup>/d de óleo e 0,5 Mm<sup>3</sup>/d de gás natural. Esses valores passaram por um declínio natural do reservatório e por isso é necessário estimar a curva de produção a futuro considerando seu declínio. Essa produção será inserida no fluxo de caixa para estimar a receita do campo.

De acordo com Rosa (2006), para um reservatório cujo mecanismo de produção seja gás em solução deve-se utilizar o declínio exponencial para prever sua curva de produção. Portanto esse foi o método escolhido para o campo de Bom Lugar devido a este ser o seu mecanismo de produção, dado divulgado no sumário executivo do campo na ANP.

O primeiro passo para estimar a curva de produção a futuro foi determinar a equação da curva de declínio exponencial atual, por meio da linearização, sendo encontrada a Equação 7.

$$\ln(q) = -0,0104t + 2,2579 \quad (7)$$

Na forma exponencial, a Equação 6 pode ser descrita conforme a Equação 8, sendo a taxa de declínio dada por 0,0104.

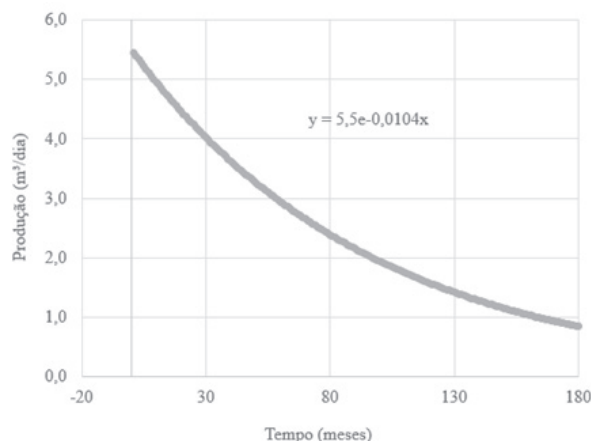
$$q = 9,563e^{-0,0104t} \quad (8)$$

Ao considerar que a produção inicial é de 5,5 m<sup>3</sup>/d, comprometida no Plano de Reabilitação de Jazidas, para a mesma taxa de declínio, é obtida a Equação 9.

$$q = 5,5e^{-0,0104t} \quad (9)$$

Portanto, com esta equação, foi obtida previsão de produção do campo Bom Lugar durante os próximos 15 anos de produção, que pode ser vista na Figura 4.

**Figura 4** – Previsão de produção de petróleo do campo Bom Lugar



Fonte: Autores (2018).

### 3.3 CUSTOS E TAXAS ENVOLVIDOS NO PROJETO

Para realizar o fluxo de caixa é necessário estimar os valores que serão gastos inicialmente com investimentos e posteriormente para manutenção da produção. Além disso deve-se considerar impostos e taxas que possam incidir sobre o projeto.

Para obter esses valores, dois profissionais da indústria E&P foram consultados e por meio de suas experiências estimaram os valores que seriam gastos com cada uma das atividades retiradas do Plano de Reabilitação de Jazidas e para produção dos fluidos do campo.

Os preços de venda foram retirados do site da ANP, ela divulga mensalmente os preços de referência do gás e do petróleo para todos os campos produtores, incluindo Bom Lugar.

As informações mais específicas do projeto foram obtidas no edital de licitação da 1ª Rodada de Acumulações Marginais. Deste foram retiradas as alíquotas de impostos, o tempo de vida útil do projeto, a área do campo e o valor do bônus de assinatura.

Devido a estar sendo analisado apenas um campo da empresa detentora da concessão não serão considerados imposto de renda e contribuição sobre o lucro líquido, pois para realizar o desconto dessas alíquotas. Na Tabela 1 estão disponíveis as informações descritas acima e que compõe esta análise econômica.

Os dados contidos nas tabelas de informações gerais e de impostos e taxas foram retirados do Edital da 7ª Rodada de Licitações, que incluiu o primeiro Leilão de Acumulações Marginais. Os preços de venda foram obtidos no site da ANP, nas memórias de cálculo do preço mínimo do petróleo e do gás natural, referentes ao mês de março de 2018. Os dados de produção inicial, bem como das características do petróleo do campo estavam presentes no Plano de Reabilitação de Jazidas do Campo Bom Lugar. Quanto aos investimentos e custos, foram estimados após entrevista realizada com dois profissionais da indústria do petróleo. Estes determinaram os valores baseados em suas experiências com intervenção e produção de poços. Todos dois possuem mais de dez anos atuando no setor petrolífero em operadoras independentes que produzem em campos onshore. As premissas estão indicadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Premissas

Informações Gerais	
Campo	Bom Lugar
Localização	Araçás
Estado	Bahia
Área (km <sup>2</sup> )	9,06

Impostos e Taxas	
Royalties	5%
Superficiais	0,50%
Retenção de Área	108,00 km <sup>2</sup> /ano
PIS COFINS	9,25%

Preços	
Brent (US BBL)	65,9
Preço de Venda Óleo (R\$ BBL)	195,59
Preço de Venda Gás (R\$ M <sup>3</sup> )	0,22
Câmbio (US)	3,2786

Produção	
Vazão de Óleo Inicial (bbl/d)	34,6
Vazão de Gás Inicial (Mm <sup>3</sup> /d)	0,5
BSW (%)	35
°API	35

Custos			
Mão de Obra	R\$	30.000,00	Mensal
Administrativos	R\$	10.000,00	Mensal
Manutenção	R\$	10.000,00	Mensal
OPEX	R\$	80,00	por BBL

Investimentos			
Unidade de Bombeio	2	R\$	200.000,00
Separador Trifásico	2	R\$	400.000,00
Bombas	2	R\$	50.000,00
Restauração	2	R\$	100.000,00
Pistoneio	2	R\$	70.000,00
Registro de Pressão e Temperatura	2	R\$	10.000,00
Acidificação	2	R\$	480.000,00
Total		R\$	1.310.000,00

Fonte: Autores (2018).

### 3.4 ELABORAÇÃO DA PLANILHA ECONÔMICA

Os custos necessários para elaboração do fluxo de caixa foram obtidos com profissionais da área. Neste caso, são estimativas e servem apenas para demonstrar a aplicabilidade da planilha.

Utilizando a ferramenta Excel foram alimentadas as premissas necessárias para realização do fluxo de caixa como, preços de venda, custos das atividades e dados do campo (conforme Tabela 1). Em seguida, foi adicionada a curva de produção, estimada pelo método de declínio exponencial, para assim obter a receita bruta do campo.

O próximo passo foi montar uma tabela com os dados apresentados e correlacionar com as receitas. Como resultado foi possível estimar a receita líquida, aquela que rende valor para empresa após o cumprimento das suas obrigações (pagamento de taxas, impostos, custos e investimentos). Por fim, as fórmulas para o cálculo do VPL do projeto foram programadas.

### 3.5 CÁLCULO DO VPL DO CAMPO BOM LUGAR

Com a planilha implementada e com os dados já citados acima foram obtidos os seguintes resultados, conforme Figura 5, durante os dois primeiros anos do projeto a empresa detentora da concessão apenas realizou investimentos, começando a ter retorno financeiro no terceiro ano. O VPL também se torna positivo neste ano, indicando assim que os investimentos já foram pagos e que o dinheiro gerado pela venda do petróleo está resultando em lucro para empresa.

**Figura 5** – Fluxo de Caixa do Campo Bom Lugar



Fonte: Autores (2018).

O resultado do VPL obtido neste projeto foi de R\$ 11.530.281,07. Isto indica que a empresa pode adquirir o campo e desenvolvê-lo que ela obterá retorno financeiro. Mas esse resultado é bem sensível, devido aos custos e impostos que foram considerados, ele pode ser ainda melhor caso a empresa detentora da concessão encontre investimentos com preços menores e baixe os custos de produção, principalmente OPEX. Além disso, ao final da vida útil do campo, foi alcançada uma produção acumulada ( $N_p$ ) de 170,79  $Mm^3$  e um Fator de Recuperação de 18%.

Na Tabela 2 pode ser observado o resultado da análise do investimento no campo de Bom Lugar. O VPL encontrado é positivo, indicando ser um bom investimento.



Além disso, a produção acumulada e o fator de recuperação do campo crescem significativamente após a retomada da produção. Portanto, é uma excelente oportunidade não só para empresa que obterá lucro, mas também para ANP, pois seu maior objetivo é desenvolver as acumulações de petróleo e/ou gás, e isto foi feito pela aquisição deste ativo.

Tabela 2 – Resultados do Campo Bom Lugar

<b>VPL</b>		<b>R\$ 11.530.281,07</b>
<b>Produção Acumulada</b>	<b>Produção Acumulada</b>	
<b>Inicial</b>	<b>Final</b>	
32,703 Mm <sup>3</sup>	170,796 Mm <sup>3</sup>	
<b>Fator de Recuperação</b>	<b>Fator de Recuperação</b>	
<b>Inicial</b>	<b>Final</b>	
3,46%	18%	

Fonte: Autores (2018).

## 4 CONCLUSÕES

A aquisição de campos maduros é um excelente investimento para pequenas empresas, pois são campos que proporcionam baixos riscos de investimento e garantia de produção. Mas é essencial que os custos sejam reduzidos e a produção otimizada proporcionando assim um retorno financeiro maior. Neste estudo ficou claro que os custos são os itens mais sensíveis do projeto, sejam eles OPEX ou CAPEX, e precisam ser analisados com cuidado para que não se gaste desnecessariamente.

O estudo de caso resultou em um VPL positivo - R\$ 11.530.281,07, portanto seria um bom investimento para empresa detentora da concessão do campo. Mas este parâmetro é apenas uma das formas de análise de investimentos, portanto o estudo pode ser ampliado e ser realizada a comparação com outras metodologias. Contudo, existem incertezas presentes, que podem ser reavaliadas e desta maneira melhorar ou piorar o lucro do empreendimento.

Foi visto também que muitos projetos potenciais são deixados de lado devido à necessidade de se conter os valores investidos, mas se desenvolvidos podem aumentar o ganho de produção e assim expandir as receitas, são exemplos o aproveitamento do gás produzido e a injeção da água produzida para recuperação secundária.

Com o desenvolvimento deste trabalho foi possível constatar a importância dos itens econômicos na indústria do petróleo tendo em vista evitar decisões equivocadas que possam ocasionar grandes perdas financeiras, já que os projetos da indústria de petróleo envolvem valores tão altos. Por meio da criação da planilha econômica e do estudo de caso do campo Bom Lugar ficou evidente como funcionam as variáveis presentes no fluxo de caixa e em estudos de engenharia econômica, que são fundamentais em qualquer empreendimento para vislumbrar de forma antecipada o

potencial do investimento. Durante o estudo pode-se perceber que os itens que mais impactam em qualquer empreendimento são os impostos a que a empresa está sujeita, por isso os incentivos fiscais da indústria petrolífera são tão importantes.

## REFERÊNCIAS

ANP – Agência Nacional do Petróleo. [200-?]a. **1ª Rodada de Acumulações Marginais**. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/acumulacoes-marginais/1-rodada-de-acumulacoes-marginais>. Acesso em: 5 abr. 2018.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. [200-?]b. **Plano de desenvolvimento aprovado**. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/WWWANP/images/planos\\_desenvolvimento/Bom\\_Lugar.pdf](http://www.anp.gov.br/WWWANP/images/planos_desenvolvimento/Bom_Lugar.pdf). Acesso em: 8 abr. 2018.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. [200-?]c. **Plano de reabilitação de jazidas aprovado**. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Dados\\_de\\_EP/Bom\\_Lugar.pdf](http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Dados_de_EP/Bom_Lugar.pdf). Acesso em: 8 abr. 2018.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. [200-?]d. **Dados de E&P – consulta de exploração e produção**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acesso em: 8 abr. 2018.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. [200-?]e. **Preço de referência do petróleo**. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Precos\\_Referencia\\_Petroleo/Precos\\_mes\\_e\\_ano/2018/Precos\\_Referencia\\_Petroleo-03\\_2018.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Precos_Referencia_Petroleo/Precos_mes_e_ano/2018/Precos_Referencia_Petroleo-03_2018.pdf). Acesso em: 9 maio 2018.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. [200-?]f. **Preço de referência do gás natural**. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Precos\\_Referencia\\_Gas/Precos\\_referencia\\_gas\\_natural/2018/PRGN\\_03-2018.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Precos_Referencia_Gas/Precos_referencia_gas_natural/2018/PRGN_03-2018.pdf). Acesso: 09 de maio de 2018.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. [200-?]g. **Acumulações marginais**. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/acumulacoes-marginais>. Acesso em: 10 jun. 2018.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. 2017a. **Áreas oferecidas**. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/acumulacoes-marginais/1-rodada-de-acumulacoes-marginais/areas-oferecidas>. Acesso em: 5 abr. 2018.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, 2017b. **Seminários Técnicos**. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/acumulacoes-marginais/1-rodada-de-acumulacoes-marginais/seminarios>. Acesso em: 5 abr. 2018.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. 2017c. **Assinatura de contrato**. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/acumulacoes-marginais/1-rodada-de-acumulacoes-marginais/edital-e-modelo-do-contrato>. Acesso em: 5 abr. 2018.

FERNÁNDEZ, Eloi *et al.* **Dicionário do petróleo em língua portuguesa**: exploração e produção de petróleo e gás: uma colaboração Brasil Portugal e Angola. Rio de Janeiro: Lexikon, 2009.

JAHN, Frank *et al.* **Hydrocarbon exploration and production**. 2. ed. Alburquerque: Elsevier, 2008.

MME – Ministério de Minas e Energia. 2017. **Metas do Reate buscam triplicar produção onshore no país até 2030**. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/metas-do-reate-buscam-triplicar-producao-onshore-no-pais-ate-2030](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/metas-do-reate-buscam-triplicar-producao-onshore-no-pais-ate-2030). Acesso em: 4 maio 2018.

MULLER, Aderbal; ANTONIK, Luis. **Matemática financeira**. São Paulo: Saraiva, 2012.

QUINTANS, Luiz Cezar. **Manual de direito do petróleo**. São Paulo: Atlas, 2014.

ROSA, Adalberto *et al.* **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2006.

SOBRINHO, José. **Matemática financeira**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2018.

---

**Data do recebimento:** 28 de Setembro de 2022

**Data da avaliação:** 5 de Outubro 2022

**Data de aceite:** 5 de Outubro de 2022

---

---

1 Acadêmica do curso de Engenharia de Petróleo. E-mail: motta.cinthia@gmail.com

2 Professor do curso de Engenharia de Petróleo. E-mail: marcos\_junior@al.unit.br