

ASPECTOS GERAIS DE UM ESTUDO DA REVITALIZAÇÃO DE UM POÇO DE PETRÓLEO - CAMPO MADURO

GENERAL ASPECTS OF A STUDY ON THE REVITALIZATION OF AN OIL WELL - MATURE FIELD

HENRIQUES, Dayana de Barros Santos¹
ARAÚJO, Thalia Ferreira de²
FERNANDES, José Luiz³

Resumo: Este estudo aborda os aspectos relacionados à revitalização de campos maduros na indústria petrolífera, destacando sua importância para prolongar a vida útil dos campos maduros e otimizar a produção. O entendimento dos fatores que influenciam na tomada de decisão de um projeto de revitalização de poços maduros é abordado a partir de três análises: Análise de Mercado, Análise de Processos e Financeira. Para a análise de mercado é apresentada uma hibridização de uma pesquisa descritiva e da matriz SWOT. Em seguida, a análise de mercado é utilizada como base para compreender a queda da produção do campo por meio do fluxograma do processo. Por fim, para a análise financeira, a metodologia apresentada é o Valuation utilizando a técnica do Fluxo de Caixa Descontado. A revitalização é apresentada como uma alternativa sustentável ao descomissionamento, redução de custos e impactos ambientais. Apesar dos desafios, como a complexidade regulatória, o estudo reforça a importância dos investimentos em inovação e planejamento estratégico para garantir a sustentabilidade e competitividade do setor de petróleo.

Palavras-Chave: Revitalização, Campos Maduros, Descomissionamento e Industria Petrolífera.

Abstract: This study addresses aspects related to the revitalization of mature fields in the oil industry, highlighting its importance for extending the useful life of mature fields and optimizing production. Understanding the factors that influence decision-making for a mature well revitalization project is approached based on three analyses: Market Analysis, Process Analysis and Financial Analysis. For market analysis, a hybridization of descriptive research and the SWOT matrix is presented. Then, a market analysis is used as a basis to understand the drop in field production through the process flowchart. Finally, for financial analysis, the methodology presented is Valuation using the Discounted Cash Flow technique. Revitalization is presented as a sustainable alternative to decommissioning, reducing costs and environmental impacts. Despite challenges, such as regulatory complexity, the study reinforces the importance of investments in innovation and strategic planning to ensure the sustainability and competitiveness of the oil sector.

Keywords: Revitalization, Mature Fields, Decommissioning and Oil Industry.

¹Graduanda em Engenharia de Produção pelo CEFET-RJ – dayana.henriques@aluno.cefet-rj.br

²Graduanda em Engenharia de Produção pelo CEFET-RJ – thalia.araujo@aluno.cefet-rj.br

³Pós-Doutor em Engenharia Nuclear pela UFRJ, Professor da Engenharia de Produção do CEFET-RJ – jose.fernandes@cefet-rj.br

1 INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera brasileira é fundamental para a economia interna pois representa uma importante fonte de renda, emprego e energia, além disso o petróleo é um dos principais produtos de exportação do país. Segundo dados divulgados em junho de 2023 pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), o setor de óleo e gás representava 10% do PIB industrial do país (IBP, 2023) e de acordo com a Confederação Nacional da Indústria (CNI) a extração de petróleo e gás natural representa 6,3% e os derivados do petróleo e biocombustíveis 7,1% do PIB industrial brasileiro em 2024 (CNI, 2024).

Atualmente, o Brasil é um dos principais produtores de petróleo do mundo. Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a produção média anual de petróleo e gás natural brasileira foi de 4,344 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d) em 2023, representando um aumento significativo em relação aos anos anteriores e foi a primeira vez que a produção média anual nacional atingiu uma marca acima dos 4 milhões de boe/d. Este crescimento tem sido impulsionado pelo desenvolvimento contínuo das reservas do pré-sal, que se mostram altamente promissoras em termos de volume e qualidade do petróleo extraído, o volume médio produzido no Pré-Sal em 2023 também foi o maior já registrado, com 3,304 milhões de boe/d (ANP, 2023).

Nos nove meses registrados de 2024 a produção média de petróleo e gás natural do Brasil é de 4,317 milhões de boe/d e o volume médio produzido nas camadas do Pré-Sal é de 3,377 milhões de boe/d (ANP, 2024a).

O envelhecimento das plataformas e dos campos de petróleo é o caminho natural da vida, sendo assim, para tentar prolongar a vida econômica dos campos são desenvolvidos técnicas e projetos de revitalização que buscam aumentar a eficiência da produção e de petróleo em campos maduros por meio de investimentos em tecnologia e inovação. Os projetos de revitalização de campos maduros, como por exemplo o projeto do Campo de Marlim que está localizado no nordeste da Bacia de Campos, envolvem a modernização das plataformas de petróleo e a implementação de novas técnicas de exploração, que permitam a retirada de mais petróleo dos reservatórios. O projeto de revitalização de campos maduros também tem como objetivo reduzir os impactos ambientais da exploração de petróleo na região, com a utilização de tecnologias mais limpas e sustentáveis.

Segundo a resolução ANP nº 817 (BRASIL, 2020) o descomissionamento é definido como sendo o conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das

instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e à recuperação ambiental da área.

No Brasil, a regulamentação e aprovação das atividades de descomissionamento marítimo são compartilhadas por três instituições: a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e a Marinha do Brasil, dentro das competências legais de cada uma. Uma vez que cada instituição é vinculada a diferentes ministérios da Administração Pública nacional, as normas que regem as atividades de descomissionamento são diversas e numerosas, e, por vezes, não específicas para o tema. (STEENHAGEN, 2020)

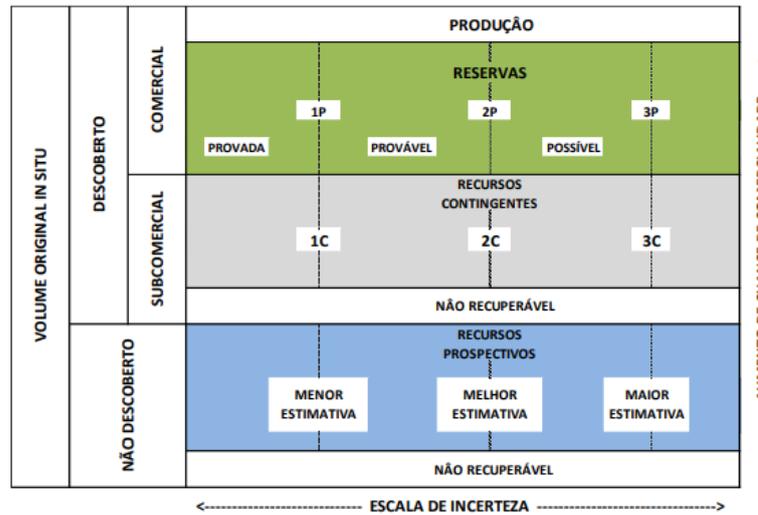
Diante disso, é importante destacar que o custo de descomissionamento e de abandono de um campo de petróleo são muito altos, e, por isso muitas das vezes, é mais vantajoso para a empresa que se tenha a possibilidade de estender a produção do campo do petróleo.

2 DESENVOLVIMENTO

2.1. Aspectos gerais dos campos maduros

Segundo a ANP (2023) existem três principais categorias de reservas de petróleo e gás natural, sendo elas: 1P, 2P e 3P. Essa divisão tem como base a probabilidade de comercialização e o nível de incerteza de quantidades recuperáveis dos insumos. As reservas 1P são as provadas, ou seja, são estimadas com um alto grau de certeza de que são recuperáveis sob condições econômicas e tecnológicas existentes, as 2P são provadas e prováveis, essas também são recuperáveis, mas com um grau de certeza menor do que as provadas e, por fim, as reservas 3P são as provadas, prováveis e possíveis, esse grupo inclui as reservas que são prováveis e as possíveis de serem recuperáveis, no entanto, com um grau de certeza ainda menor do que as reservas 2P, conforme ilustrado na figura 1.

Figura 1 - Classificação de Recursos



Fonte: Adaptado de ANP, 2023.

De acordo com a resolução nº 749 (BRASIL, 2018) é considerado um campo maduro, um campo de petróleo ou de gás natural que possui um histórico de produção efetivo, no qual essa produção é realizada a partir de instalações definitivas, com a idade maior ou igual a vinte e cinco anos, ou um campo em que a produção acumulada seja igual ou superior a 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas (1P).

Os autores Pande e Clark (1994) definem um campo maduro como: “reservatórios maduros são definidos pelas propriedades: potencial adicional de recuperação por implementação de técnicas e ferramentas avançadas de caracterização do reservatório, gerenciamento do reservatório e/ou mudanças no mecanismo de recuperação. São tipicamente caracterizados pela necessidade de algum tipo de mecanismo secundário. A mudança para um método terciário ou outro método IOR (*Improved Oil Recovery*) é provavelmente necessária para estender o limite econômico e a vida produtiva do campo”.

Um campo maduro também pode ser classificado como um campo que já atingiu seu pico de produção e o qual a produção está em declínio e que necessita de operações e tecnologias para recuperar sua rentabilidade (VALOIS, 2002). Atualmente existem 27 campos maduros ativos na Bacia de Campos (ANP, 2024b).

Dessa forma, compreende que campos maduros são áreas de exploração de petróleo caracterizadas pelo declínio de produção de petróleo e gás, e por serem campos com idade superior a 25 anos suas plataformas muitas das vezes são antigas e possuem altos custos de operação e manutenção. Ou seja, a partir do momento que esses campos começam a envelhecer e chegar mais próximos do final da sua vida útil, o tempo de ociosidade e os custos de

manutenção tendem a aumentar. Diante das quedas nas taxas de produção e o aumento dos custos operacionais as margens de lucro começam a serem pressionadas.

Com o objetivo de melhorar a recuperação dos recursos petrolíferos nacionais, foi lançado pelo Ministério de Minas e Energia, o Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (PROMAR), em 2021 (MME, 2021). O PROMAR foi criado devido à queda de produção de petróleo nos campos do pós - sal, os campos maduros localizados principalmente na Bacia de Campos.

O PROMAR possui o objetivo de criar condições para tornar possível a revitalização de campos maduros no mar, com isso possibilitando o aproveitamento econômico de acumulações de petróleo e gás natural no mar. Em alinhamento com os objetivos do PROMAR, em junho de 2022 o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a resolução nº5 que contém diretrizes que incentivam o desenvolvimento e produção de e campos maduros de petróleo e gás natural. Essas diretrizes incluem a concessão de redução de royalties ao mínimo legal, a implementação de estratégias para a prorrogação contratual de campos marginais. Além disso, a resolução determina que a ANP notifique os operadores de campos sem produção por seis meses contínuos, para que eles retornem a atividade ou transfiram os direitos sobre os campos, garantindo assim a continuidade produtiva e operacional desses ativos. (MME, 2022)

2.2. Aspectos gerais da revitalização e do descomissionamento

Com o declínio da produção em um campo maduro, é necessário a utilização de técnicas que contribuam para o aumento do fator de recuperação do campo e economicidade do campo. Entre as técnicas podemos citar a injeção de água para recuperação secundária mais conhecida como IOR, a injeção de gases ou produtos químicos para recuperação terciária mais conhecida como EOR e gestão de água e gás.

Apesar das técnicas citadas acima contribuíram para o aumento do fator de recuperação de um campo maduro há uma problemática em relação há idade das instalações e a proximidade do fim da sua vida útil nesse cenário a uma tendência de aumento nos custos de manutenção das plataformas. A combinação entre o declínio da produção e o aumento dos custos operacionais resulta num aumento dos custos operacionais por barril.

Embora existam técnicas que aumentem o fator de recuperação de óleo e existam manutenções para melhorar a integridade das plataformas, em um dado momento a solução mais viável possa ser o descomissionamento das instalações antigas e a substituí-las por instalações mais modernas e adaptadas ao perfil de produção atual e esperado do campo, às

condições operacionais e ao perfil de risco pode oferecer uma solução mais sustentável a longo prazo (S&P Global, 2023).

O descomissionamento de instalações de petróleo e gás é uma etapa crucial no ciclo de vida de um projeto offshore. Com o amadurecimento dos campos de petróleo, a necessidade de descomissionamento se torna inevitável devido ao esgotamento dos recursos e ao término dos contratos de concessão das plataformas. Este processo envolve a desativação segura e eficiente de instalações, incluindo a remoção de plataformas, poços, linhas de fluxo e outros equipamentos subaquáticos.

A sustentabilidade é um aspecto crucial nos projetos de descomissionamento e deve ser priorizada. Envolve o desenvolvimento de iniciativas para evitar e minimizar riscos, custos e impactos adversos que podem afetar as partes envolvidas, incluindo funcionários, comunidades e toda a cadeia de suprimentos. Além disso, foca na ampliação dos impactos positivos e benefícios sociais, aumentando a segurança e melhorando a economia dos projetos, abordando questões sociais e ambientais através do engajamento com stakeholders relevantes.

No entanto, é importante destacar que o descomissionamento seguro e eficiente é um processo extremamente caro. As medidas necessárias para minimizar os impactos ambientais e sociais, tais como a minimização de resíduos, redução de carbono, diagnóstico e avaliação dos impactos socioeconômicos e a atuação com transparência e conformidade, demandam investimentos significativos. Além disso, a necessidade de desenvolver e implementar metodologias avançadas de tomada de decisão adiciona mais camadas de complexidade e custo ao processo.

Diante desses desafios e custos elevados, muitas empresas estão reconsiderando o descomissionamento prematuro de campos de petróleo. Estender a vida útil dos campos, mesmo quando atingem o "limite econômico" de produção, pode ser uma alternativa economicamente mais viável. Investir em tecnologias de recuperação avançada e otimização da produção pode proporcionar uma sobrevida ao campo, permitindo que a empresa continue a gerar receita enquanto adia os custos significativos associados ao descomissionamento.

2.3. Aspectos gerais de análises envolvidas na decisão de revitalizar um campo maduro

Inicialmente, para entender as demandas futuras e as tendências dos projetos de revitalização, é necessário realizar uma análise de mercado abrangente que inclua o estudo das principais empresas atuantes na indústria de óleo e gás. Segundo Kotler e Armstrong (2017), a análise de mercado é uma etapa fundamental do processo de marketing, que envolve a coleta e a interpretação de informações relevantes sobre o ambiente em que uma empresa opera.

Uma abordagem abrangente e integrada permite uma melhor compreensão das condições do mercado atual e antecipação de tendências futuras. De acordo com Malhotra (2018), as pesquisas exploratórias são úteis para identificar padrões e tendências emergentes, enquanto as pesquisas descritivas permitem uma compreensão mais detalhada do mercado e dos comportamentos dos consumidores.

Ao analisar o mercado de revitalização de campos maduros, é essencial levar em consideração as particularidades desse setor da indústria petrolífera. A criação de planos de revitalização depende de fatores como a disponibilidade de tecnologias de recuperação avançadas, viabilidade econômica de revitalização e as legislações ambientais.

Além disso, a análise das tendências do mercado de revitalização, como a crescente demanda por projetos sustentáveis e a valorização de espaços urbanos revitalizados, é fundamental para orientar a elaboração de estratégias de longo prazo (Tushman e O'Reilly, 2002). Portanto, ao identificar oportunidades de inovação e diferenciação, as empresas podem desenvolver projetos de revitalização que atendam às suas necessidades e se mantenham competitivas no mercado.

A estratégia proposta por Malhotra (2018) para a pesquisa descritiva é dividida em quatro partes: coleta de dados quantitativos, análise de tendências, uso de fonte de dados e criação de medidas e escalas. As quatro etapas descritas por Malhotra (2018) podem ser entendidas da seguinte forma:

Etapa 1 (Coleta de Dados) – São realizados levantamentos estruturados para coletar informações sobre o histórico de produção dos campos maduros, as condições operacionais atuais e as tendências de revitalização.

Etapa 2 (Análise de Tendências) – São empregados métodos de análise descritiva para identificar padrões e tendências na revitalização de campos maduros.

Etapa 3 (Uso de Fonte de Dados) - É sugerida a integração de dados secundários coletados de bases de dados governamentais, relatórios da indústria e estudos de caso existentes com os dados primários coletados para obter uma visão completa do mercado.

Etapa 4 (Criação e medidas e escalas) – é recomendada a criação de escalas específicas para medir variáveis-chave, como custos operacionais, eficiência de produção e efeito da recuperação digital.

Os dados obtidos através da pesquisa descritiva serão estruturados na matriz SWOT para facilitação da visualização e fatores estratégicos. Por exemplo, ao coletar informações sobre o desempenho histórico de produção em campos maduros de petróleo, as condições operacionais e a adoção de tecnologias de revitalização, uma pesquisa descritiva identifica

fatores que podem ser categorizados como forças ou fraquezas internas. Portanto, uma pesquisa descritiva funciona como uma etapa inicial para a construção de uma matriz SWOT, garantindo que a análise seja fundamentada em dados reais.

Segundo Fernandes (2015), a matriz SWOT ganhou aplicação em escala global e hoje é utilizada em todos os cantos do planeta, sendo utilizada em conjunto com outras ferramentas e técnicas para elaboração do planejamento estratégico das organizações. Ele afirma que é possível fazer vários arranjos utilizando-se os dois conjuntos de fatores dos ambientes interno e externo, mas, seu trabalho foi focado na forma mais comum de encontrarmos a matriz, já apontando, também, os quadrantes possíveis em função das correlações entre os fatores, como ilustra a Figura 2.

Figura 2 - Matriz de Análise Estratégica

	Ambiente externo	Oportunidades	Ameaças
Ambiente interno			
Forças		I	II
Fraquezas		III	IV

Fonte: Adaptado de Fernandes, 2015.

Na coluna do ambiente interno elencam-se as forças e as fraquezas oriundas do exercício de reflexão dos participantes. Na linha do ambiente externo apontam-se as oportunidades e as ameaças que representam as questões externas consideradas importantes pela organização. Os cruzamentos dos fatores internos com os externos determinam os diferentes quadrantes que têm significados distintos e importantes, conforme o potencial da organização (Fernandes, 2015).

Ainda em seu trabalho, Fernandes (2015), utiliza Macroplan (2010) e Tachizawa e Freitas (2004) como apoio para explicar o significado de cada quadrante da figura 2. Eles definem o quadrante I como demonstrativo da possibilidade de ação ofensiva, apontando o quanto as forças podem ajudar a aproveitar as oportunidades do mercado. Já o potencial de defesa é demonstrado no quadrante II, que indica o quanto as forças estão preparadas para enfrentar as ameaças. O quadrante III mostra o grau de deficiência da capacidade avançada, o que pode dificultar o aproveitamento das oportunidades. Por fim, o quadrante IV mostra o grau de vulnerabilidade da organização, indicando que os pontos fracos podem fazer com que as ameaças se multipliquem.

De acordo com Porter (2008), a análise de mercado eficaz deve combinar dados quantitativos e qualitativos com ferramentas estratégicas para identificar e explorar vantagens

competitivas. A pesquisa descritiva fornece a base sólida, enquanto a análise SWOT estrutura esses dados em um formato que facilita a tomada de decisões estratégicas.

Em conjunto com a análise de mercado, se faz necessário entender a situação atual e futura da produção do campo. Como dito anteriormente, um campo maduro é caracterizado por um campo que já atingiu seu pico de produção e o possui a produção em declínio (VALOIS, 2002). Portanto, para obter uma compreensão dos desafios enfrentados com a queda de produção, é necessário analisar o processo de declínio da produção do campo. Ao analisar os fatores que contribuem para a diminuição da produção em campos maduros, pode-se obter informações importantes, fornecendo uma base para a criação de planos e técnicas de revitalização. Esta compreensão profunda do mercado não apenas fornece orientações sobre estratégias de revitalização, mas também informações úteis para encontrar maneiras de gerenciar a queda da produção.

A estimativa de reservas de óleo/ gás é uma atividade de extrema importância no setor de óleo e gás. "O cálculo dessas reservas, bem como a escolha do projeto de desenvolvimento mais adequado para um campo de petróleo é fundamental para a determinação da viabilidade econômica da sua exploração" (ROSA, *et al.*, 2002). Sendo assim, em um projeto de revitalização é analisado a curva de produção do campo para entender se a quantidade de reservas remanescentes é economicamente viável para a realização do projeto de Revitalização.

De acordo com o *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System* (PRMS), as análises de tendências de desempenho de produção tradicionalmente conhecidas como análises de curva de declínio (DCAs) provam-se ser métodos úteis para estimar os EURs (*Estimated Ultimate Recovery*) para poços, reservatórios e projetos específicos de desenvolvimento ou recuperação de petróleo e gás. A análise de declínio é baseada em uma equação hiperbólica diferencial generalizada conforme a Equação 1, no qual são definidos a taxa de declínio nominal (D) como uma fração da alteração da taxa de produção durante o tempo (t), que também é conhecida como taxa de perda (PRMS, 2011).

$$Dt = -\left(\frac{dQ}{dt}\right)Qt = KQb \quad (1)$$

Na equação (1) a variante Dt representa a taxa de declínio nominal ou contínua (a inclinação da curva) em um determinado momento t. Essa taxa é uma fração da taxa de produção Qt e tem unidades de tempo recíprocas (como 1/t) que devem ser compatíveis com as unidades usadas para a taxa de produção. Qt é a taxa de produção, que pode ser medida em barris padrão por dia (STB/D), barris padrão por mês (STB/mês), ou barris padrão por ano (STB/ano), b é o expoente de declínio e K a constante de integração.

As DCAs fornecem uma ilustração visual do desempenho histórico da produção de um reservatório e se a tendência existente pode ser extrapolada para o limite econômico para estimar as reservas de petróleo. A Figura 3 abaixo resume as equações governantes das análises de tendências de desempenho de produção, a revisão, derivação e compreensão destas equações são fundamentais para o uso e aplicação corretos da DCA tradicional. Os modelos exponencial e harmônico são casos específicos do modelo hiperbólico com um expoente de declínio constante (b) de 0 e 1, respectivamente.

Figura 3 - Equações Governantes e Gráficos Lineares Característicos

	Equação geral para o modelo de declínio hiperbólico: $D = - \frac{dQ/dt}{Q} = KQ^b$		
	Modelo Hiperbólico	Modelo Exponencial	Modelo Harmônico
Taxas de Declínio Nominal (D):	$(D_t/D_i) = (Q_t/Q_i)^b$	$D_t = D_i = D_t = constant$	$(D_t/D_i) = (Q_t/Q_i)^b$
Expoente de Declínio (b)	“b” vários exceto para 0 e 1	b = 0	b = 1
Taxa Tempo	$Q_t = Q_i[1 + nD_it]^{(-\frac{1}{b})}$	$Q_t = Q_i e^{(-Dt)}$	$Q_t = Q_i(1 + D_it)^{(-1)}$
Relações	$\log Q_t = \log Q_i - (1/b) \log(1 + bD_it)$	$\log Q_t = \log Q_i - (D/2.3)_t$	$\log Q_t = \log Q_i - \log(1 + D_it)$
Tipos de Gráficos Lineares	$\log Q_t$ vs. $\log(1 + Ct)$, aqui $C=bD_i$	$\log Q_t$ vs. t	$1/Q_t$ vs. t ou $\log Q_t$ vs. $\log(1 + D_it)$
Taxa Acumulativa	$N_{pt} = \frac{Q_i^b}{(1-b)D_i} [Q_i^{(1-b)} - Q_t^{(1-b)}]$	$N_{pt} = (Q_i - Q_t) / D$	$N_{pt} = \frac{Q_i}{D_i} \ln(Q_i/Q)$
Relações		$Q_t = Q_i - DN_{pt}$	$\log Q_t = \log Q_i - D_i/(2.3Q_i) N_{pt}$
Tipos de Gráficos Lineares	Não viável	Q_t vs N_{pt}	Q_t vs N_{pt}

i : representa o tempo inicial ou o ponto em que a tendência de declínio começou ou começa.
 Dt : taxa de declínio nominal (como fração de) com unidade de tempo inverso ($1/t$), igual a quando .
 Qt : taxa de produção de petróleo ou gás em qualquer momento , em STB/D ou MMscf/D, etc.
 t : tempo ou subscrito para taxa de petróleo e variáveis de produção acumulada.
 Npt : produção acumulada de petróleo ou gás do recuperável do declínio até qualquer momento , em unidades consistentes.
A taxa (i) e o tempo (t) devem estar em unidades consistentes nas fórmulas acima (ou seja, se estiver em STB/D, estará em dias, etc.).

Fonte: Adaptado de PRMS (2011)

Para compreender a viabilidade econômica de um projeto de Revitalização de um campo maduro, é necessário realizar uma análise financeira robusta. De acordo com o *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System* (PRMS, 2011), a avaliação comercial das reservas e recursos petrolíferos é um processo que determina o valor do investimento em projetos de recuperação de petróleo existentes e planejados. Essa avaliação terá como resultado uma projeção de produção e um fluxo de caixa associado esperado, a integração desses resultados resultará numa estimativa da quantidade de reservas comerciáveis e o valor presente líquido (VPL) utilizando – se de um certo tipo de descontos (PMRS, 2011).

Esse valor estimado, está sujeito a incertezas, como: incerteza a existência de petróleo, a eficiência do programa de recuperação do óleo, preços dos produtos, custos operacionais e de capital e ao calendário de implementação o projeto. O PMRS defini os seguintes critérios para o cumprimento das condições comerciais de um projeto:

- Avaliação da economia futura de projetos de produção que atendam a critérios de investimento e operacionais, como possuir um VPL positivo na taxa mínima de desconto estipulada;
- Expectativa da existência de mercado para todas ou algumas quantidades de produção de vendas necessárias para justificar o desenvolvimento do projeto;
- Evidências da disponibilidade das instalações necessárias para a produção e transporte;
- Evidência de preocupações legais, contratuais, ambientais, sociais e econômicas que permitam a implementação efetiva do projeto;
- Evidências que suportam o calendário razoável para o desenvolvimento do projeto.

Existem diversas maneiras para avaliar o valor dos projetos de recuperação de óleo, incluindo a utilização de custos históricos, valores de mercado comparativos como aquisições e vendas no setor de óleo e gás. As orientações contidas no PRMS, são aplicadas apenas nas

avaliações que utilizam - se da análise do Fluxo de Caixa Descontado (*Discounted Cash Flow*). De acordo com PRMS, o cálculo do VPL de um projeto precisar refletir as seguintes informações:

- Perfis de produção: A quantidade projetada de produção de petróleo ao longo do tempo estimado;
- Custos estimados associados ao desenvolvimento, recuperação e produção de petróleo, incluído ambientais, abandono e recuperação. Os custos podem ser divididos em despesas de capital (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX);
- Receitas estimadas das quantidades produzidas, utilizando se como base os preços futuros da mercadoria;
- A produção futura projetada, os royalties e os impostos que estão relacionados as receitas são responsabilidade da empresa;
- Vida útil do projeto: Limitada ao período de direito ou limite econômico;
- Aplicação da taxa de desconto apropriada ou a taxa de retorno mínima aceitável.

O PMRS afirma que “Embora cada organização possa definir critérios de investimento específicos, um projeto é geralmente considerado econômico se o seu caso de melhor estimativa (ou 2P) tiver um valor presente líquido positivo sob a taxa de desconto padrão da organização”.

Conforme o autor, Assaf Neto (2014), o método do fluxo de caixa descontado (FCD) é a metodologia mais utilizada na prática para realizar a avaliação de empresas, o método dimensiona uma estimativa do valor justo de uma empresa, é calculado com base em expectativas futuras de retorno e no risco do negócio. “Os fluxos de caixa são estimados através das projeções de receitas, margens de lucro, crescimento e retornos esperados de novos investimentos futuros, e resultados de todas as decisões que influenciam o valor da empresa” (ASSAF NETO, 2014).

Assaf Neto (2014) divide a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado em quatro variáveis fundamentais: Fluxos de caixa futuros esperados; Taxa de desconto dos fluxos de caixa que deve representar a remuneração mínima exigida pelos provedores de capital; Risco do negócio e maturidade das projeções (que geralmente são classificadas em período explícito).

Figura 4 - Abordagens do Método do FCD

Abordagens do Método do FCD		
Medida do Fluxo de Caixa	Taxa de Desconto	Avaliação
FCDE – Fluxo de Caixa Disponível da Empresa	Custo Total de Capital WACC	Valor total da Empresa (Vo) Vo = Patrimônio Líquido + Passivo
FCDA – Fluxo de Caixa Disponível do Acionista	Custo de Capital Próprio Desalavancado	Valor do Patrimônio Líquido (PL)
Lucro em Excesso (EVA)	WACC	Valor do Goodwill Vo= Capital investido + Goodwill
APV – <i>Adjust Present Value</i>	Custo de Capital Próprio Desalavancado	Valor da empresa sem dívidas + benefícios da dívida

Fonte: Adaptado de Assaf Neto (2014)

3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta breve discussão tratou dos principais aspectos gerais e os obstáculos associados à revitalização de campos maduros na indústria do petróleo, ressaltando a relevância desta prática para estender a vida útil dos campos e aprimorar sua produção. Métodos como técnicas de recuperação avançada (IOR e EOR), bem como a importância de avaliações financeiras e de mercado para viabilizar financeiramente os projetos, foram apresentados.

A revitalização não é somente uma opção à desativação antecipada, mas também uma estratégia sustentável para otimizar os recursos existentes, particularmente em uma situação em que a queda natural dos campos pressiona as margens de lucro e eleva os gastos operacionais. Assim, as avaliações da curva de declínio, combinadas com instrumentos de planejamento estratégico, como a matriz SWOT, possibilitam a identificação de oportunidades e obstáculos, auxiliando na tomada de decisões embasadas.

Em conclusão a pesquisa destaca a relevância que dos campos maduros e dos projetos de revitalização e os potenciais benefícios que podem ser obtidos através da adoção desses programas. Com a implementação de estratégias e técnicas avançadas, é possível prolongar a vida útil de campos maduros e prolongando a contribuição desses campos para o setor de óleo e gás.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim-anual-reservas-2023.pdf>. Acesso em: 20/04/2024.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2024/setembro.pdf>. Acesso em: 21/11/2024.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural, 2024b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 19/11/2024

ASSAF NETO, Valuation – Métricas de valor e avaliação de empresas. São Paulo: Editora Atlas, 2014.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Resolução nº 749, de 21 de setembro de 2018. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-749-2018-regulamenta-o-procedimento-para-concessao-da-reducao-de-royalties-como-incentivo-a-producao-incremental-em-campos-maduros?origin=instituicao&q=749/2018>. Acesso em: 13/04/2024.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Resolução nº 817, de 24 de abril de 2020. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-817-2020>. Acesso em: 13/04/2024.

CNI, CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. Composição Setorial: Participação percentual do setor no PIB industrial. Disponível em: https://perfildaindustria.portaldaindustria.com.br/composicao_setorial?&c2=br&c3=br. Acesso em 19/11/2024.

FERNANDES, Djair Roberto. Uma Visão Sobre a Análise da Matriz SWOT como Ferramenta para Elaboração da Estratégia. Revista de Ciências Jurídicas e Empresariais, [S. l.], v. 13, n. 2, 2015. DOI: 10.17921/2448-2129.2012v13n2p%p. Disponível em: <https://revistajuridicas.pgsscogna.com.br/juridicas/article/view/720>. Acesso em: 02/06/2024.

Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). Panorama Geral do Setor de Petróleo e Gás: Uma Agenda para o Futuro. 2023. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2023/04/panorama-geral-do-setor-og-22-03-2023-web.pdf>. Acesso em: 15/04/2024.

KOTLER, P.; ARMSTRONG, G. Princípios de Marketing. Pearson, 2017.

MALHOTRA, N. K. Pesquisa de Marketing: Uma Orientação Aplicada. Bookman Editora, 2018.

MACROPLAN. Apostila do curso Planejamento Estratégico, módulo Análises e Interpretações - SWOT. jul. 2010

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. 12 de maio de 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-lanca-o-programa-de-revitalizacao-e-incentivo-a-producao-de-campos-maritimos-promar>. Acesso em 22/11/2024.

MME, Ministério de Minas e Energia. CNPE aprova resolução para estimular produção de petróleo e gás em campos de economicidade marginal. 12 de agosto de 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-aprova-resolucao-para-estimular-producao-de-petroleo-e-gas-em-campos-de-economicidade-marginal>. Acesso em 22/11/2024.

PANDE, P. K., CLARK, M. B., Blasingame, T. A., and L. Doublet. Data Acquisition Design and Implementation: Opportunities and Challenges for Effective Programs in Mature Reservoirs. Paper presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, Abril, 1994. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/27760-MS>. Acesso em: 04/05/2023

PORTER, M. E. The five competitive forces that shape strategy. Harvard Business Review, v. 86, n. 1, p. 78-93, 2008.

PRMS, Society of petroleum engineers (SPE); American association of petroleum geologists (AAPG); World petroleum council (WPC); Society of petroleum evaluation engineers (SPEE); Society of exploration geophysicists (SEG). Guidelines for application of the Petroleum Resources Management System. Novembro de 2011. Disponível em: https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf. Acesso em: 04/05/2023.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro, RJ: Interciência, 2006.

STEENHAGEN, M. M. A regulação do descomissionamento de instalações marítimas de produção de petróleo e gás e sua relação com a viabilidade dos campos maduros no Brasil. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/arq/tccsteenhagen.pdf>. Acesso em 22/11/2024.

S&P Global Commodity Insights upstream E&P content (S&P Global). Revitalização de campos brownfield e maduros na Bacia de Campos no Brasil. 2023. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/brownfield-and-mature-field-revitalization-in-brazils-campos-basin.html>. Acesso em: 14/04/2024.

TACHIZAWA, T.; FREITAS, A.A.V. Estratégias de negócios: lógica e estrutura do universo empresarial. Rio de Janeiro: Pontal, 2004

TUSHMAN, M. L.; O'REILLY, C. A. Ambidextrous organizations: managing evolutionary and revolutionary change. California Management Review, v. 45, n. 4, p. 8-30, 2002.

VALOIS, P. (org.) Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural. Ed.Lúmen Júris LTDA. 2002, 296 p. 229 – 242. ISBN 85-7387-314-0.