

Estudo da viabilidade econômica da injeção de vapor para recuperação de petróleo em campos de alta viscosidade

T. T. C. de Souza¹; C. E. M. Jerônimo¹

¹Diretoria de Engenharia de Petróleo e Gás, Universidade Potiguar, 59000-000, Natal-RN, Brasil.

tamyristhaise@gmail.com

(Recebido em 09 de setembro de 2012; aceito em 12 de junho de 2013)

Resumo. Neste trabalho é mensurado o retorno econômico para utilização do método de injeção de vapor em poços de alta viscosidade, visto que a sua produção necessita da aplicação de fontes térmicas adicionais para tornar a produção deste petróleo pesado viável. Nesse contexto, foram realizadas simulações econômicas para avaliar o retorno econômico, considerando a produção do vapor por duas fontes de fornecimento da água distintas (água captada de poços tubulares e a própria água produzida nos poços de petróleo), obtendo-se a sensibilidade dos indicadores TIR, VPL e *Payback*, quanto ao nível de utilização das plantas idealizadas. Os resultados demonstram que a exploração de campos maduros com a introdução de sistemas com o uso da água produzida dos próprios campos produtores para geração do vapor, para auxiliar no aumento da produtividade, são viáveis. Entretanto, o retorno econômico ocorre em patamares de produção próximos a capacidade nominal das plantas projetadas. Considerando cenários com curvas de produção com altos declínios pode-se ter inversão da viabilidade do projeto, visto que os indicadores econômicos (VPL, TIR e *Payback*), dos casos analisados, demonstraram estarem em patamares elevados de produção. O VPL e a TIR demonstraram ser os melhores indicadores e apresentaram resultados favoráveis aos cenários, com bons níveis de atratividade para o modelo proposto, tendo-se valores superiores aos padrões adotados por instituições de fomento brasileiras.

Palavras-chave: injeção de vapor, campos maduros e petróleos viscosos.

Study of economic viability of steam injection for oil recovery in fields of high viscosity.

Abstract: In this work we measured economic return for use of the method of steam injection wells in high viscosity since their production requires the use of further thermal sources to make feasible production of the heavy oil. In this context, economic simulations were performed to evaluate the economic return, considering the production of steam for two sources of different water supply (water extracted from wells and the water itself produced in oil wells), obtaining the sensitivity of the indicators TIR, NPV and Payback, as the level of plant utilization idealized. The results show that the holding of mature fields with the introduction of systems using the water's own production fields produced for the generation of steam, to assist in increasing productivity, are feasible. However, the economic return occurs in production levels near rated capacity plant designed. Considering scenarios with high production curves declines can have inversion of the viability of the project, as economic indicators (NPV, IRR and Payback) of the cases analyzed, demonstrated to be at high levels of production. The NPV and IRR proved to be the best indicators showed positive results and the scenarios, with good levels of attractiveness for the proposed model, having values greater than the standards adopted by Brazilian development institutions.

Keywords: steam injection, mature fields and viscous oils.

1. INTRODUÇÃO

Proveniente de fonte natural, o petróleo para ser explorado requer investimentos financeiros e estudos complexos. Os hidrocarbonetos representam a principal fonte de energia na atualidade, sendo utilizado como matéria prima para a confecção de diversos produtos, como diesel, gasolina, polímeros plásticos, entre outros¹.

A produção de petróleo suficiente para atender a demanda interna de um país em desenvolvimento é fator importante, pois evita a necessidade de importação, que em geral impõe alto custo, garantindo a soberania do país e uma interdependência quanto a outros pólos produtores². Desse modo é importante levar em consideração não somente explorar, e encontrar

mais reservatórios de petróleo, mas é necessário explorar os poços descobertos anteriormente, porém, que não foram desenvolvidos no passado, pelo fato de não haver tecnologia para torná-los viáveis economicamente.

Algumas atividades de exploração no Brasil têm gerado descobertas de elevados volumes de óleo pesado, com alta viscosidade e densidade. Essas descobertas não podem ser consideradas reservas pelo elevado custo e pela complexidade de técnicas para extrair esse óleo. Os produtos provenientes desse óleo pesado tendem a gerar produtos de baixo valor agregado. Por esse motivo a reserva não é considerada comercialmente viável, fazendo-se necessários investimentos cada vez mais elevados em novas tecnologias, para a evolução da produção desse tipo de reservatório³.

Os reservatórios de petróleo após a exaustão de sua energia natural, ou seja, energia necessária para que o petróleo seja escoado até a superfície, e cujos mecanismos de extração utilizados tornam-se ineficientes, são fortes candidatos à aplicação de processos com o intuito de obter uma recuperação adicional. Esses processos denominados de Métodos de Recuperação atuam tentando agir nas características do reservatório que provocam a retenção do petróleo⁴.

Os métodos de recuperação propõem a injeção de fluidos com o objetivo de deslocar o petróleo para fora dos interstícios da rocha. Desse modo o fluido injetado no reservatório deve mover (empurrando) o óleo para fora da rocha e o fluido que foi injetado deve ocupar o espaço deixado pelo óleo⁵.

Quando um fluido é injetado no reservatório com apenas o intuito de deslocar o óleo, ou seja, através de um comportamento puramente mecânico, sem interação de natureza química ou termodinâmica entre o fluido injetado e o óleo, ou até mesmo entre o fluido e a rocha. Este comportamento é o que se espera obter ao se injetar água ou mesmo a injeção de gás através de um processo não miscível⁶.

Além disso, os reservatórios de petróleo e gás possuem água de formação, ou seja, uma quantidade de água natural do reservatório. Para auxiliar na recuperação máxima de óleo, volumes adicionais de água são injetados como fluido deslocante. Durante a produção de petróleo chega à superfície volume de óleo e também volumes de água, esta água produzida deve ser tratada para remoção do óleo para descarte no mar ou utilizada como fluido de injeção voltando para o poço⁷.

Segundo⁸, reinjetar a água de produção tornou-se um método satisfatório para o efeito de gerenciamento de água pelas empresas de petróleo. Através desse processo essas companhias apresentaram ganhos ambientais significativos, acarretando consequências positivas na imagem das empresas diante da sociedade.

Para o caso de reservatórios com óleo de alta viscosidade existe uma maior dificuldade de seu deslocamento no meio poroso (rocha reservatório), enquanto que os fluidos injetados, água ou gás, por serem menos viscosos se deslocam com mais facilidade acarretando em uma baixa recuperação. Partindo desse ponto de vista pode-se pensar em aquecer o óleo dentro do reservatório com o intuito de diminuir sua viscosidade, ou seja, utilizando métodos térmicos de recuperação avançada⁹.

Dentre os métodos térmicos está a utilização de fluidos aquecidos, que se caracteriza na geração de calor na superfície e esse calor é transferido para o fluido de injeção. A água aquecida na forma de vapor é usada para transportar calor desde a superfície até a região onde se localiza o petróleo⁴. “A injeção de vapor, em particular, veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje a principal alternativa economicamente viável para o aumento de recuperação de óleos pesados.”¹⁰.

A água produzida na bacia Potiguar já é reutilizada no Campo de Fazenda Belém com o intuito de gerar vapor para a recuperação de petróleo. O projeto de reutilização de água produzida para geração de vapor em Fazenda Belém é um dos pioneiros permitindo eliminar a captação de 1800 m³.dia⁻¹ do aquífero, neste campo de produção a viscosidade do petróleo decresce de 1715 cP à uma temperatura de 48°C para 30 cP à uma temperatura de 120°C.¹¹. Tal cenário requer uma série de equipamentos e um custo diferenciado de produção.

Esse trabalho tem como objetivo mensurar o retorno econômico de um campo de petróleo com a utilização do método de injeção de vapor em poços de alta viscosidade, visto que a sua produção necessita da aplicação de tecnologia apropriada para tornar a exploração exequível.

A utilização da injeção de vapor envolve elevado custo financeiro, portanto o levantamento econômico desse investimento se faz necessário visando o cálculo de retorno econômico, visto que a produção de petróleo pesado é bem mais complexa e onerosa se comparada com a produção do petróleo leve.

Sendo assim, foram avaliados cenários comparativos com a exploração convencional e o retorno econômico advindo do processamento da água produzida para geração de vapor, de forma a obter uma análise de sensibilidade das variáveis econômicas, no que diz respeito ao: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e o tempo de retorno (*payback*).

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento do presente Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE) foram estabelecidas algumas premissas, de forma a parametrizar alguns elementos básicos e considerar variáveis com maior influência. Sendo assim, foram adotadas, alguns critérios e esses seguem descritos nos demais parágrafos.

O poder calorífico do gás natural foi estimado considerando os parâmetros de qualidade estabelecidos pela resolução nº 16 de 17 de junho de 2008, que para a região nordeste esta na faixa de 35000 a 43000 kJ.m⁻³, portanto, nesse estudo foi adotada a média desses valores como o poder calorífico do gás natural utilizado na unidade de geração de vapor.

A condição de pressão utilizada pelo gerador foi de 17,9 MPa (valor comercial dos principais equipamentos utilizados em campos terrestres), com eficiência de 85% inicial com redução dessa eficiência de 0,5% ao ano. A quantidade de gás natural a ser utilizada para gerar a quantidade de 11,5 ton.h⁻¹ de vapor foi calculada através do balanço de energia, de modo a obter a energia necessária a ser transferida para transformar água em vapor⁷.

O valor de entalpia para a água líquida e para o vapor que entra e sai, respectivamente, da unidade de geração de vapor são tabelados na literatura. De acordo com Felder e Rousseau⁷, a entalpia da água líquida a 25°C é igual a 104,8 kJ.kg⁻¹ e para o vapor saturado a 17,9 MPa esse valor corresponde a 2517,78 kJ.kg⁻¹.

O custo decorrente do desgaste da estrutura e equipamentos (depreciação) investidos para operação em um tempo de vida útil de 10 anos corresponde a 5% anual do valor do investimento empregado.

Outra importante variável que deve fazer parte desse levantamento econômico é a inflação nacional. Esse estudo utilizou como base a inflação obtida em 2011, que de acordo com o Banco Central do Brasil esse valor foi de 6,5%.¹²

Para estimar a despesas com taxas administrativas foi admitido que 5% do valor da produção anual que deveria ser direcionado a esse custo. O custo com energia elétrica também tem expressão válida nesse levantamento econômico, sendo adotado com 0,5% do valor correspondente produção anual direcionado a essa variável.

A Lei Nº 9478 de 06 de agosto de 1997 designou algumas participações governamentais sobre a produção de petróleo, elas são: Royalties, Participação especial, Bônus de assinatura e Pagamento pela ocupação ou retenção da área¹³. Os *Royalties* é a alíquota básica correspondente a 10% do valor da produção de um poço petrolífero podendo esse valor ser reduzido pela ANP até o limite de 5%, levando em consideração os riscos geológicos, a produção e entre outras características de cada campo de petróleo. Nessa avaliação considerou-se trabalhar com a alíquota máxima de 10% a serem pagos como *royalties*.

Para a produção em estudo não será aplicado o pagamento da participação especial, pois esse tipo de participação só ocorre sempre que houver produção de grande volume de petróleo. Para o pagamento referente a ocupação ou retenção da área devem ser fixados respeitando algumas faixas de valores que se variam de acordo com as fases do processo, ou seja: a exploração (R\$10,00 a R\$500,00 por km²); a prorrogação da fase de exploração (200% do valor fixado para a fase de exploração); o período de desenvolvimento da fase de produção (R\$20,00 a R\$1.000,00 por km²) e a fase de produção (R\$100,00 a R\$5.000,00 por km²).¹⁹ O bônus de assinatura é um valor fixo mínimo e de parcela única a ser pago pela empresa produtora para a obtenção da concessão para exploração e produção¹⁴.

Os valores com gastos com manutenção de equipamentos e serviços gerais foram parametrizados, estabelecendo como sendo 10% da receita do empreendimento.

A tributação associada foi considerada não levaram em conta as taxas de ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), não estar vinculado ao estado produtor.

A água a ser utilizada para a geração de vapor foi a água de produção, ou seja, a água proveniente da produção do petróleo, sendo portanto necessário tratamento dessa água para em seguida ser bombeada para a UGV (Unidade de Geração de Vapor) que tem capacidade de geração de vapor suficiente para atender 32 poços. A base utilizada de petróleo produzida por poço será de $1,8-5 \text{ m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$, com vida útil de 10 anos e queda de produtividade de 10% ao ano.

O padrão do poço consistiu em 350 m de profundidade o que corresponde a um investimento da ordem de R\$ 1.900.000,00.¹⁴ Para o cenário de uso de água captada, os investimentos para perfuração e equipagem foram considerados como de U\$ 20 mil.

Com base nas premissas adotadas procedeu-se o desenvolvimento do estudo de viabilidade econômica, seguindo a metodologia sugerida por Casarotto Filho; Kopittke¹⁵, variando-se as condições operacionais de forma a obter a sensibilidade dos modelos.

Esta análise foi elaborada segundo diversos enfoques, revertendo-se em vários indicadores que demonstram a viabilidade ou não de cada investimento. Indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback Descontado são utilizados nestas análises, visando, demonstrar a viabilidade de um único investimento ou, através da comparação, demonstrar qual entre dois ou mais investimentos será o de melhor retorno ou de retorno mais rápido.

A definição dos principais indicadores utilizados nesse trabalho¹⁵ segue como: Valor Presente Líquido (VPL) é a de uma soma algébrica de fluxos de caixa descontados para o instante presente, a uma taxa de juros i . O conceito de Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como “a taxa mínima de retorno que o investidor pretende conseguir como rendimento ao realizar algum investimento”. A Taxa Interna de Retorno (TIR) é um índice que indica a rentabilidade de um investimento por uma unidade de tempo. Esta representa a taxa de juros compostos que irá retornar o VPL de um investimento com valor 0 (zero). E por fim, o Payback é um indicador que determina o prazo de recuperação de um investimento, também chamado de payout. Este indicador é utilizado para avaliar a atratividade de um investimento, não devendo ser o único considerado como afirmam considerando que “deve ser encarado com reservas, apenas como um indicador, não servindo de seleção entre alternativas de investimento”.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é um índice que indica a rentabilidade de um investimento por uma unidade de tempo. Esta representa a taxa de juros compostos que irá retornar o VPL de um investimento com valor 0 (zero). E por fim, o Payback é um indicador que determina o prazo de recuperação de um investimento, também chamado de payout. Este indicador é utilizado para avaliar a atratividade de um investimento, não devendo ser o único considerado como afirmam considerando que “deve ser encarado com reservas, apenas como um indicador, não servindo de seleção entre alternativas de investimento”.

Esta análise foi elaborada segundo diversos enfoques, revertendo-se em vários indicadores que demonstram a viabilidade ou não de cada investimento.

Indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback Descontado são utilizados nestas análises, visando, demonstrar a viabilidade de um único investimento ou, através da comparação, demonstrar qual entre dois ou mais investimentos será o de melhor retorno ou de retorno mais rápido. As equações (1) e (2), conforme Samanez⁴ representam o cálculo do VPL e TIR. O Fluxo de caixa é entendido como a diferença entre o custo e a receita total do empreendimento.

$$\text{VPL} = FC_1 + \frac{FC_2}{(1+i)^{j+1}} + \frac{FC_3}{(1+i)^{j+2}} + \dots + \frac{FC_6}{(1+i)^{j+5}} \quad (1)$$

$$VPL = 0 = \text{Investimento Inicial} + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \quad (2)$$

Onde: FC: Fluxo de caixa; i: taxa de juros (mínima de atratividade); j: ano; Ft: fluxo de caixa total.

Para efeito de conversão das moedas foi considerada uma razão de 1:2, entre o dólar americano e a moeda brasileira.

As informações relativas aos investimentos necessários foram obtidas por meio do levantamento de campo, e considerando fixas para um sistema com capacidade de geração de vapor em até 50 MMBTU.h⁻¹. Foram obtidos valores de mercado atualizados para: locação de sondas, instalação de unidades de produção de vapor (comodato e aquisição direta), periféricos de processamento primário e acessórios de supervisão de operação¹⁴.

Para efeito das variáveis de custos fixos e operacionais foram rateados os dados relativos a insumos e produtos químicos. Bem como, projetados valores relativos a uso e ocupação de solo, Mão de obra e demais recursos necessários.

Os valores de mercado para o petróleo produzido foram embasados nos dados do IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo e Combustíveis)¹⁶.

A modelagem dos parâmetros econômicos foi desenvolvida para avaliar a sensibilidade dos indicadores do estudo de viabilidade econômica frente a produtividade dos poços, alternativas de uso de água captada ou produzida e flutuação do preço internacional do petróleo, para isso foram consideradas as faixas de oscilação dos últimos 10 anos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A análise econômica elaborada buscou avaliar dois tipos de cenários. No primeiro cenário, foi avaliada a recuperação de petróleo utilizando água produzida dos próprios campos produtores para a injeção. Para esse tipo de processo se fazem necessários os gastos com custos com o tratamento da água produzida, para então, utilizá-la na produção de vapor. O segundo cenário é a injeção de água captada de poços tubulares convencionais, ou seja, não há necessidade de custos para fazer tratamento, porém os custos para a perfuração do poço são quantificados para o EVTE.

Inicialmente, para avaliação econômica foram desenvolvidos os gráficos das curvas de equilíbrio econômico, seguindo métodos preconizados pela literatura²²⁻²⁵. A estruturação desses consiste na plotagem dos parâmetros de Custo Total (somatório das curvas de custos fixos e variáveis) e a Receita Total. As Figuras 1 e 2 ilustram os pontos de equilíbrio obtidos para ambos as situações avaliadas. O ponto de equilíbrio consiste no percentual mínimo onde ocorre o lucro operacional positivo para o empreendimento proposto.

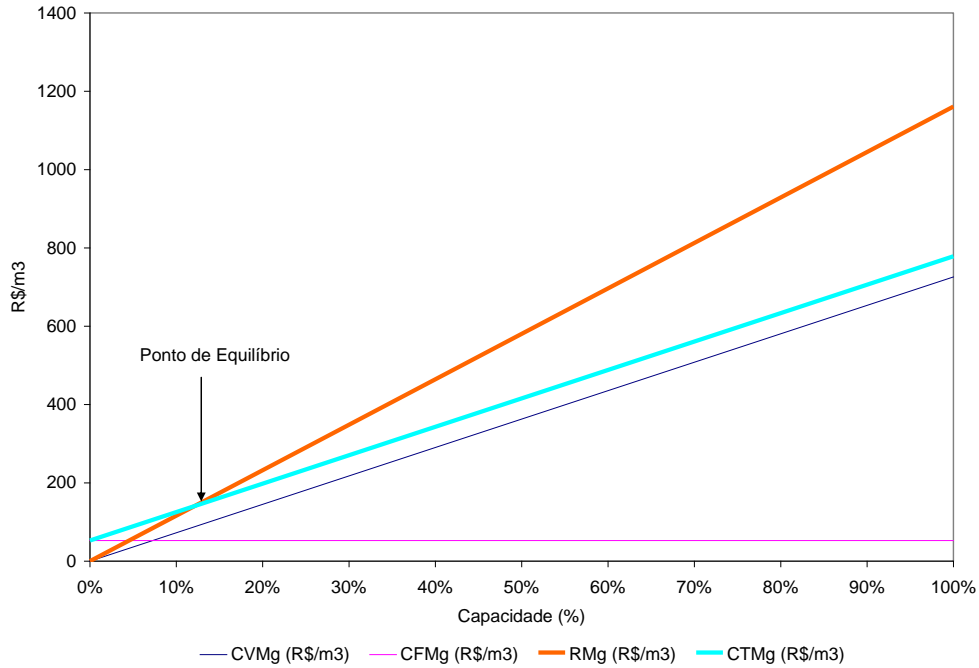


Figura 01 – Cenário com o uso de água produzida para injeção.

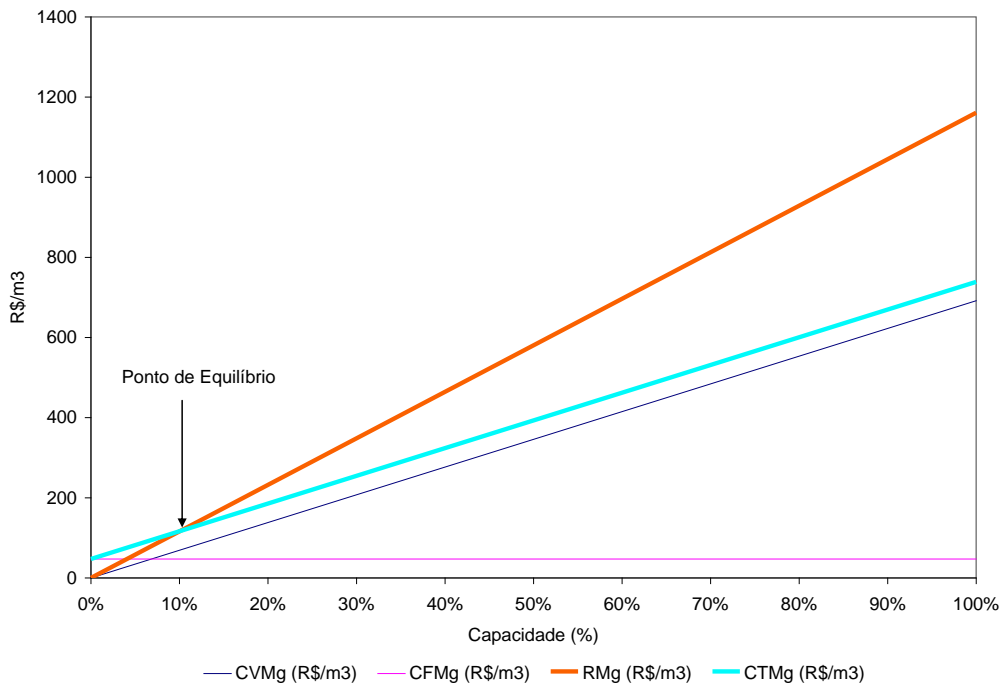


Figura 02 – Cenário com o uso de água captada para injeção.

O ponto de equilíbrio é determinado para representar a receita necessária para se igualar as despesas e custos de um determinado investimento. Nas Figuras acima a reta laranja representa a receita e a reta azul corresponde ao custo total. A região acima do ponto de equilíbrio representa as circunstâncias em que o investimento trará lucro. No cenário que utiliza água produzida o ponto de equilíbrio é da ordem de 13%, com a utilização de água captada de poços tubulares esse valor cai para patamares da ordem de 10%. Essa parcela reduzida é explicada pelo adicional dos custos de tratamento com a água captada (remoção de óleo, abrandamento e polimento final).

O cenário observado para os percentuais do ponto de equilíbrio são observados em outros estudos semelhantes²⁰⁻²⁸, e são atribuídos ao fato de que os custos variáveis são pouco representativos no contexto da indústria de petróleo. Além disso, o fato de se ter margem de lucratividade na atividade de exploração de petróleo muito elevadas (superior a 30%), conferem índices de desempenho robustos aos cenários financeiros destes empreendimentos.

Para ambos cenários, o ponto de equilíbrio é considerado baixo^{24, 26, 29}, o que é extremamente positivo para o projeto²², alcançando retorno econômico em patamares, em termos percentuais, muito reduzidos. Entretanto, tais parâmetros não podem ser considerados decisórios, visto que não contemplam a análise do investimento associado ao projeto e a recuperação desses.

Para uma análise mais precisa do retorno e viabilidade do empreendimento, outra análise deve ser realizada, em especial, um dos principais indicadores recomendados pela literatura²³⁻³⁰ é o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL). O VPL é determinado pela diferença entre os investimentos e os recebimentos, descontados a uma taxa denominada de Taxa Mínima de Atratividade da empresa^{5, 6, 10}. Um projeto é considerado atrativo quando possui um VPL maior ou igual a zero.

Logo, foram calculados os VPLs para os cenários utilizando água produzida para injeção e água a água captada como fluido de injeção, os resultados obtidos são mostrados nas Figuras 03 e 04.

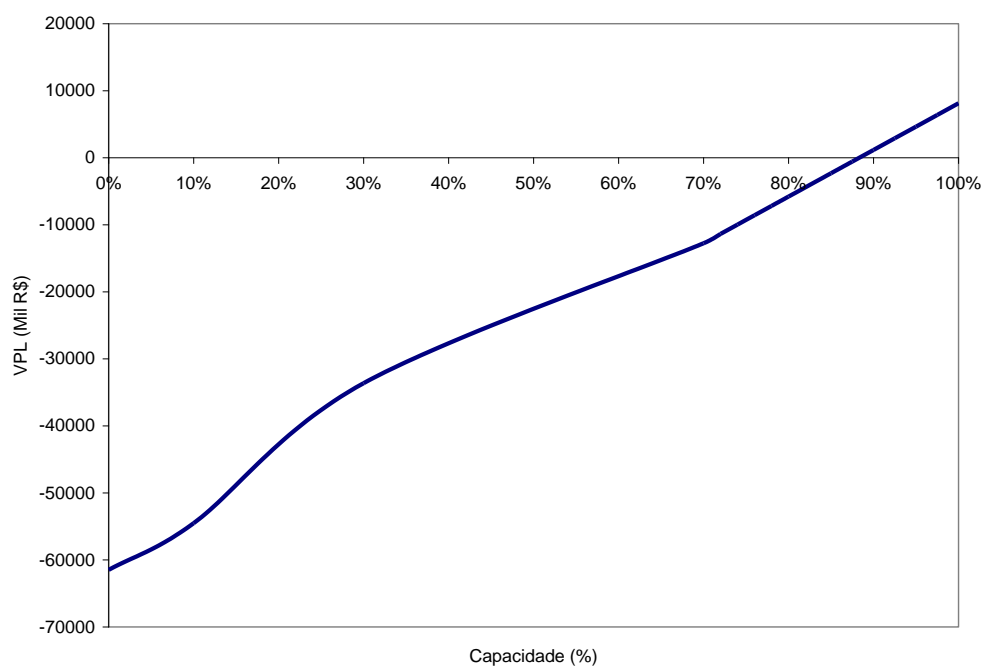


Figura 03 – Cenário com uso de água produzida para injeção.

No cenário utilizando água produzida como fluido de injeção é apresentado na Figura 03, para organização desse gráfico os valores para o VPL foram calculados para toda a faixa percentual da utilização da capacidade nominal do empreendimento. Para os resultados obtidos tem-se que o VPL assumiu valores positivos para capacidade de produção em torno de 90%. Ou seja, mesmo tendo-se um ponto de equilíbrio de 13%, a viabilidade econômica num período de análise de 10 anos só ocorre quando a capacidade nominal da planta é utilizada em torno de 90%. Esses resultados são descritos na literatura, como cenários fortemente influenciados pela elevada relação entre os valores investidos e os custos associados ao funcionamento dos empreendimentos²⁶.

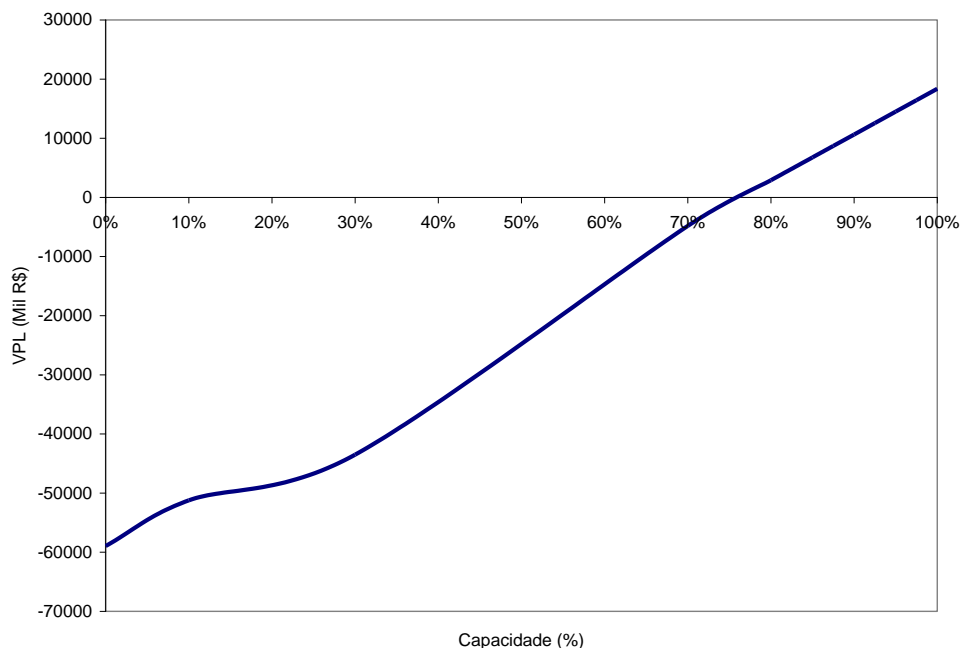


Figura 04 – Cenário com o uso de água captada

Para o caso da Figura 04, onde o cenário utiliza como fluido de injeção a água captada de poços tubulares, o VPL foi favorável em percentuais de capacidade de produção inferiores, quando comparado ao primeiro cenário. Os valores obtidos para o VPL são positivos a partir de 75% da utilização da capacidade nominal. Logo, apesar desses patamares estarem bem superiores ao ponto de equilíbrio, só a partir 75% se tem viabilidade econômica neste empreendimento. Entretanto, o uso da água captada impacta a viabilidade do projeto de forma expressiva, aumentando a margem de segurança do projeto em cerca de 15%. Essa nova condição, entretanto, é impactada pela sustentabilidade do uso de água com padrão para consumo humano, numa atividade menos nobre. Para a tomada de decisão o gestor não deve considerar apenas a referência econômica, e sim, todo o contexto sócio-ambiental²⁹.

Considerando que o VPL não permite uma interpretação direta ao mercado financeiro, como alguns autores citam^{4, 16, 22, 27}, calculou-se de forma complementar a Taxa Interna de Retorno (TIR). Esse parâmetro é definido como a taxa de juros que torna o valor de VPL nulo¹⁶. Através da TIR é possível analisar um investimento comparativamente a uma referência de mercado (bolsa de valores, poupança, outros empreendimentos etc). Além disso, tem-se um entendimento de quanto o empreendimento será atrativo economicamente, para isso, quanto maior o valor da TIR possuir, maior será o retorno esperado pelo investimento¹⁴.

As Figuras 05 e 06 mostram as Taxas Interna de Retorno para ambos os cenários de fluidos de água de injeção utilizados. Analisando, especificamente, o cenário da Figura 05, com uso da água produzida, os máximos patamares obtidos são da ordem de 18%, quando se opera na capacidade nominal da planta, ao longo de toda a vida útil do projeto. O que demonstra um cenário inexecutável e de extrema fragilidade na ótica do risco do negócio²⁶⁻²⁷.

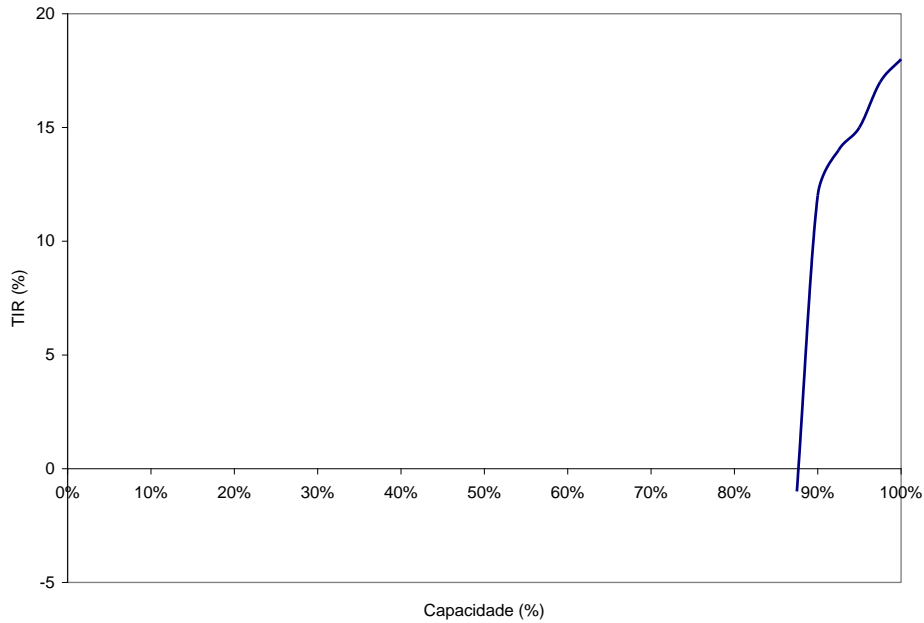


Figura 05 – Cenário com uso de água produzida para injeção

Na Figura 06 tem-se uma dilatação das TIRs com o uso de água captada. O projeto em um cenário de confiabilidade operacional de 85%, já se confere um retorno econômico superior a outras aplicações financeiras disponíveis no mercado²⁵.

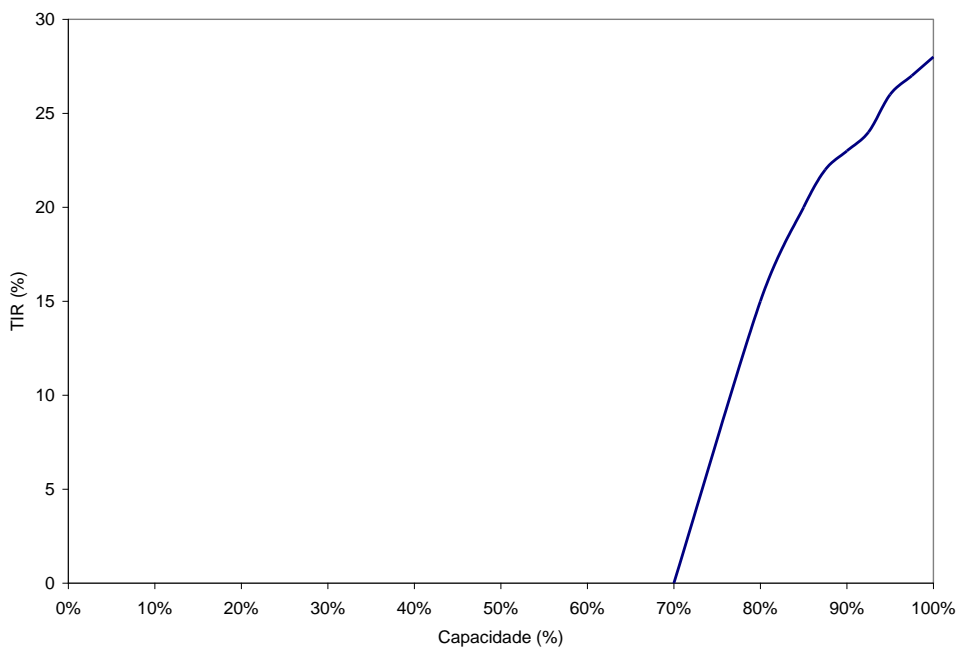


Figura 06 – Cenário com o uso de água captada.

Outro parâmetro determinado no EVTE foi o Tempo de Retorno ou *Payback* de um investimento, que pode ser útil para julgar a atratividade das opções de investimentos¹⁶. O *Payback* é definido como o tempo necessário para que um determinado investimento passe a gerar lucros para uma determinada empresa ou companhia⁹. Os valores obtidos para o cálculo desse indicador são apresentados nas Figuras 07 e 08, que ilustram o tempo de retorno

financeiro para os ambos cenários estudados. Da mesma forma, têm-se tempos reduzidos de retorno apenas com a produção operando em escalas próximas aos padrões nominais do projeto.

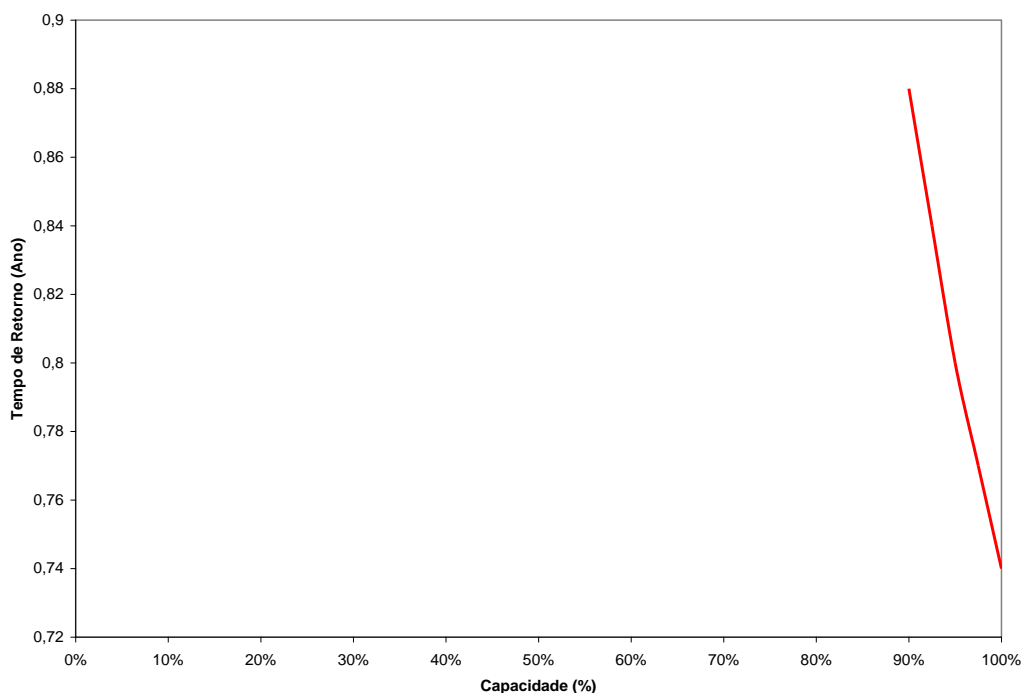


Figura 07 – Cenário com uso de água produzida para injeção.

Para o cenário da Figura 07 tem-se retorno econômico em menos de um ano do investimento executado, porém em cenários de confiabilidade operacionais muito elevados, superiores a 90%.

Na Figura 08 observa-se uma tendência mais positiva, confirmando a tendência de indicadores como o VPL e a TIR. Entretanto, é importante frisar que havendo condições de operar o sistema em níveis próximos a capacidade nominal o retorno dos investimentos é obtido em um período de tempo inferior a um ano. O que atesta a fragilidade deste indicador, principalmente se utilizado como única fonte de tomada de decisão^{9, 17, 22}.

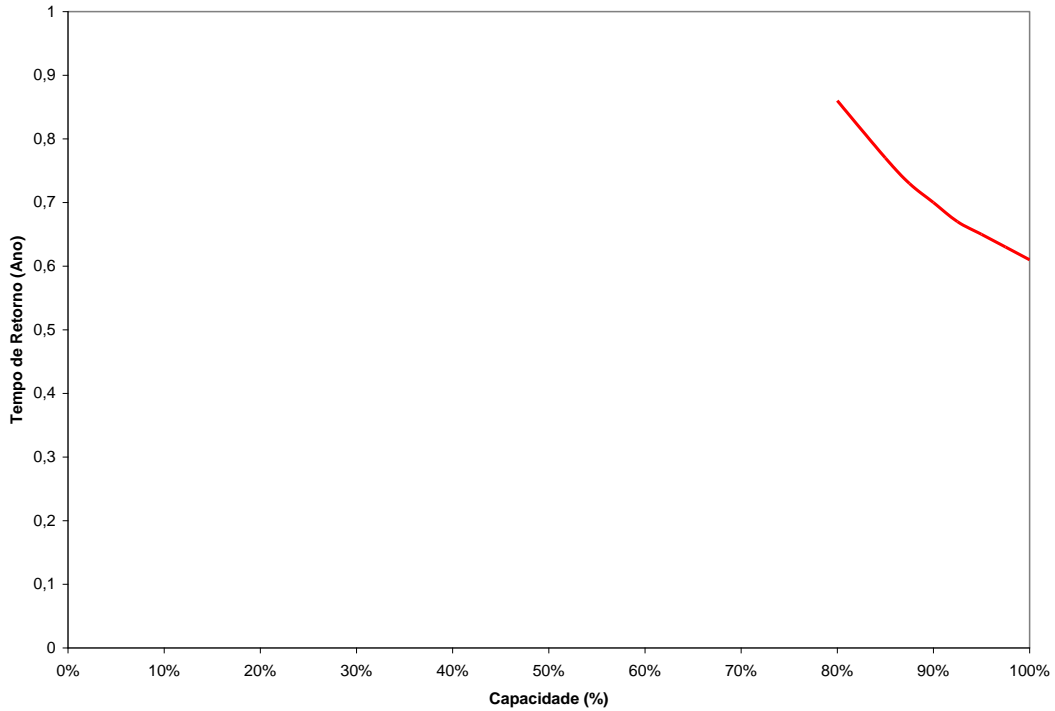


Figura 08 – Cenário com o uso de água captada.

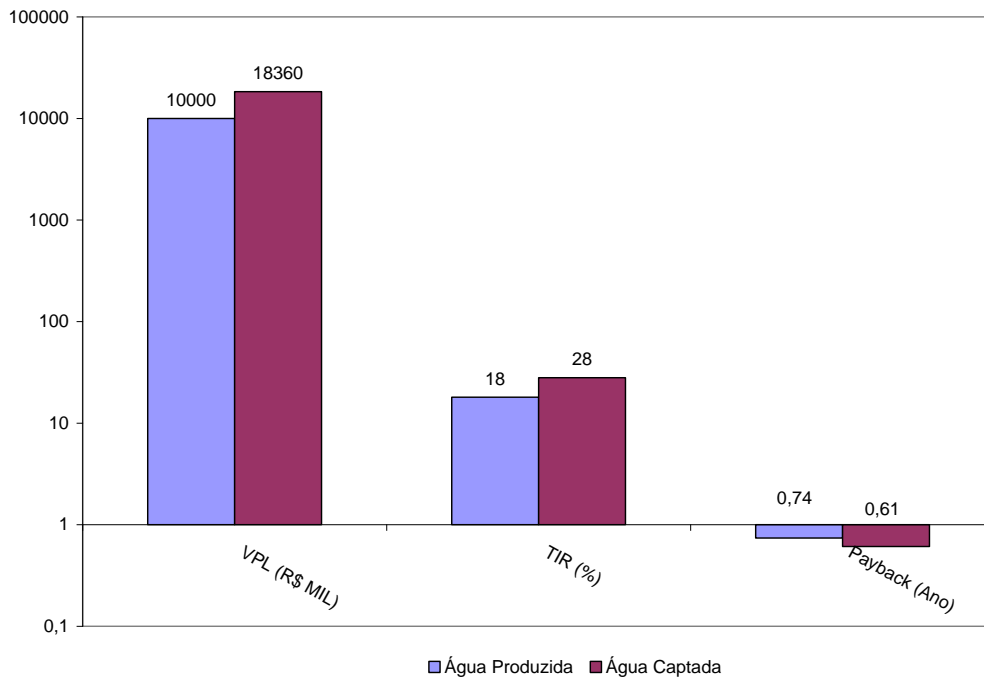


Figura 09 – Comparativo da viabilidade de investimentos utilizando os parâmetros: VPL, TIR e Payback.

Por fim, para termos um comparativo dos dois cenários foi elaborada a Figura 09, a qual ilustra um resumo da comparação dos cenários de recuperação de petróleo utilizando a água produzida e água captada como fluidos de injeção, em sua máxima capacidade produtiva. As variáveis utilizadas para realizar esse comparativo são: VPL, TIR e Payback. Fazendo uma análise comparativa da Figura 09 é possível afirmar que o investimento utilizando água captada como fluido de injeção apresenta maior valor de VPL e TIR e menor Tempo de Retorno para o investimento quando comparado aos valores desses mesmos parâmetros para o cenário

utilizando água produzida como fluido de injeção. Tais resultados confirmam tendências descritas por outros autores²⁰⁻²².

4. CONCLUSÃO

Com base nos resultados obtidos é possível concluir que:

1. A exploração de campos maduros com a introdução de sistemas de reaproveitamento da água captada e produção de vapor para auxiliar no aumento da produtividade são possíveis e tem viabilidade (considerando os parâmetros VPL, TIR e *Payback*), entretanto, com patamares de produção muito próximos a capacidade nominal instalada. Ou seja, na ocorrência de curvas de produção com altos índices de declínios, ocorridas num primeiro ano de produção, podem interferir negativamente na viabilidade do projeto;
2. Os valores obtidos para os Pontos de Equilíbrio dos EVTEs, dos casos analisados, demonstraram estar em patamares mínimos de produção (inferiores a 15%), logo, foi comprovada sua ineficácia enquanto parâmetro de referência na análise de investimentos, visto que para todos os demais indicadores de desempenho têm-se o apontamento mínimo para operação em utilizações da capacidade produtiva superiores a 80%;
3. O VPL e a TIR demonstraram resultados favoráveis, com bons níveis de atratividade para o presente modelo proposto, sendo bons indicadores para a tomada de decisão do investimento;
4. Os investimentos adicionais para recuperação da água produzida, quando comparado ao uso de água captada para produção de vapor, demonstraram uma grande perda no retorno econômico dos projetos. Entretanto, por questões legais, sociais e ambientais tal prática deve ser mais usual e incentivada, visto que essa mantém níveis de economicidade e rentabilidade compatíveis a grandes investimentos desse segmento industrial, conforme relatado na literatura [25-29];
5. A ferramenta utilizada para os estudos de análise de investimentos demonstraram uma boa eficácia para subsidiar a tomada de decisão para exploração e exploração de campos maduros, devendo tal prática ser incentivada.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao suporte da Coordenação de pós-graduação em Engenharia de Petróleo e Gás da Universidade Potiguar, pelo apoio concedido.

-
1. ROCHA, W. da S.; RIBEIRO, R. A.; MARQUES, J. A. V. da C. Participações governamentais da indústria do petróleo e gás natural e as demonstrações contábeis. 4º PDPTERO, Campinas, São Paulo, 2007.
 2. PEREIRA, W. A.; ALMEIDA, L. da S. Método manual para cálculo da taxa interna de retorno. Revista Objetiva. n. 04, 2008.
 3. RIBEIRO NETO, V. C. Desenvolvimento de sistemas a base de tensoativos para recuperação avançada de petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (Dissertação de Mestrado), Natal-RN, 2007.
 4. SAMANEZ, C. Matemática Financeira – Aplicações à Análise de Investimentos. 3. ed. São Paulo: Prentice Hall, 2002.
 5. ALBUQUERQUE, H. S. et al. Estudo da eficiência de sistemas microemulsionados na recuperação avançada de petróleo. 4º PDPTERO, Campinas, São Paulo, 2007.
 6. THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

7. PAULINO, L. C. Estudo de sistemas microemulsionados utilizando água do mar na recuperação avançada de petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (Dissertação de Mestrado), Natal – RN, 2007.
8. QUEIROZ, G. O. et al. Influência da cota de vapor no processo de injeção cíclica de vapor. 3º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, Salvador, 2004
9. CASAROTTO FILHO, N.; KOPITKE, B. H.. *Análise de Investimentos*. Editora Atlas, São Paulo. 2010. 11 edição. 408 p.
10. QUEIROZ, G. O. Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (Dissertação de Mestrado), Natal – RN, 2006.
11. IBP. Informações e Estatísticas. Disponível em: <<http://www.ibp.org.br>>. Acesso em: 11/07/2012.
12. GUSHIKEN, M. T.; SIQUEIRA, J. B. Características gerais dos projetos de injeção de vapor nos reservatórios produtores de petróleo da formação açu na bacia potiguar. XV Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas, Natal- RN, 2008.
13. BARBIERI, J. C. Taxa Interna de Retorno: controvérsias e interpretações. *GEPROS*, ano 2, v. 5. 2007, p. 131 - 142.
14. MELO, M. V. et al. Performance evaluation of a reserve osmosis treatment for oilfield produced water aiming reuse. 2000.
15. EDER, C. F. et al. Avaliação dos métodos da taxa interna de retorno modificada: uma aplicação prática. Universidade Federal do Rio Grande do Sul (Artigo), Porto Alegre, 2004.
16. JERONIMO, C. E. M.; COELHO, M. S. Sensibilidade do estudo de viabilidade técnico-econômica de uma agroindústria de processamento de coco. *Revista Economia e Desenvolvimento*, n. 24, vol. 1, 2012.
17. FELDER, R. M., ROUSSEAU, R. W. *Princípios Elementares de Processos Químicos*, Editora: LTC, 2005, 3ª. Ed.
18. KIMURA, R. M. Indústria brasileira de petróleo: uma análise da cadeia de valor agregado. Universidade Federal do Rio de Janeiro (Monografia de Bacharelado), Rio de Janeiro-RJ, 2005.
19. BARRILAS, J. L. M. Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (Dissertação de Mestrado), 2005.
20. PREDA, W. N.; ALENCAR FILHO, M. Q.; BORBA, G. L. Características gerais dos projetos de injeção de água nos reservatórios produtores de petróleo da formação Açú na bacia potiguar. XV Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas, Natal- RN, 2008.
21. BANCO CENTRAL DO BRASIL. Disponível em:< <http://www.bcb.gov.br>>. Acesso em: 06/07/2012.
22. SOUSA, K. S. M. G. Estudo de Sistemas: Petróleo/Água/Tensoativo para aplicação na recuperação avançada de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (Monografia), Natal-RN, 2005.
23. SANCHEZ, A. et al. Co-production of ethanol, hydrogen and biogas using agro-wastes. Conceptual plant design and NPV analysis for mid-size agricultural sectors. *Computer Aided Chemical Engineering*, Volume 29, 2011, Pages 1884-1888.
24. BOGATAJ, D., BOGATAJ, M. The role of free economic zones in global supply chains—a case of reverse logistics *International Journal of Production Economics*, Volume 131, Issue 1, May 2011, Pages 365-371.
25. VAN GROENENDAAL, W. J. H.. Estimating NPV variability for deterministic models *European Journal of Operational Research*, Volume 107, Issue 1, 16 May 1998, Pages 202-213.
26. GOLDENBERG, J. et al. The NPV of bad news. *International Journal of Research in Marketing*, Volume 24, Issue 3, September 2007, Pages 186-20.
27. HAYASHI, S. H. D.; LIGERO, E. L.; SCHIOZER, D. J. Risk mitigation in petroleum field development by modular implantation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 75, Issues 1–2, December 2010, Pages 105-113.
28. JAFARIZADEH, B. Financial factor models for correlated inputs in the simulation of project cash flows. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 75, Issues 1–2, December 2010, Pages 54-57.
29. MIKESSELL, R. F.. Petroleum exploration in the non-OPEC LDCs - The effects of recent world developments *Energy Policy*, Volume 12, Issue 1, March 1984, Pages 13-21.
30. NYSTAD, A. N.. Petroleum taxes and optimal resource recovery. *Energy Policy*, Volume 13, Issue 4, August 1985, Pages 381-401.