



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE APÓS O VAPOR NA
RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS PESADOS DO NORDESTE BRASILEIRO**

Danielle Carvalho Silva Spínola

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Natal/RN, Setembro de 2014

**ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE APÓS O VAPOR NA
RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS PESADOS DO NORDESTE BRASILEIRO**

Danielle Carvalho Silva Spínola

Natal/RN, Setembro de 2014

Danielle Carvalho Silva Spínola

**Análise da Injeção de Água Quente após o Vapor na Recuperação de Óleos
Pesados do Nordeste Brasileiro**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como requisito parcial para conclusão do curso
de graduação em Engenharia de Petróleo na
Universidade Federal do Rio Grande do Norte
no semestre letivo 2014.2

Aprovado em _____ de _____ de 2014

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Orientador – UFRN

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão
Membro Interno – UFRN

Prof. MSc. Antônio Robson Gurgel
Membro Externo – UFRSA

Spínola, Danielle C. S. Análise da Injeção de Água Quente após o Vapor na Recuperação de Óleos Pesados do Nordeste Brasileiro. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

RESUMO

Métodos baseados em energia térmica são constantemente utilizados para reduzir a viscosidade de óleos com baixa mobilidade. A injeção de vapor se consagrou nos últimos anos como método térmico mais aplicado e, em muitos casos, um dos mais viáveis economicamente. No entanto, ainda existem altos custos atrelados a esse método, como aquisição e manutenção do gerador, além de significativas perdas de calor nas linhas de injeção, poços e formação. Com o intuito de aumentar a recuperação diminuindo os custos da injeção de vapor, bem como sua dependência, o presente trabalho tem como objetivo analisar a injeção de água quente após o vapor e seu impacto na recuperação final de óleo e na economicidade do processo, aplicado a reservatórios de óleo pesados com características semelhantes às encontradas na Bacia Potiguar. Portanto, através de simulações numéricas em um modelo semissintético construído, foram comparados os resultados entre projetos de injeção somente com vapor, e com vapor interrompido seguido de água quente e água fria, para confirmar os benefícios do aquecimento da água. As simulações foram realizadas no STARS (*Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*), software da *Computer Modelling Group* – CGM. Foi constatado que a injeção de água, quente ou fria, após o vapor alcançou melhores resultados em termos de produção acumulada líquida e fator de recuperação, principalmente quando injetada após o sétimo ano de projeto. A análise econômica, no entanto, contestou a vantagem da injeção de água quente: os melhores resultados foram apresentados com a injeção de água fria após o vapor, pois apresentaram a mesma recuperação que a água quente, mas sem custos relativos ao aquecimento desta.

Palavras-chave: injeção de vapor, água quente após o vapor, simulações, análise econômica.

ABSTRACT

Thermal energy-based methods are constantly used to reduce the viscosity of low mobility oils. Steamflood became over the years the most applied thermal method and, in many cases, one of the most economically feasible. However, this method still presents high costs, such as the acquisition and maintenance of the heat generator, besides significant heat loss in the injection lines, wells and formation. In order to increase the recovery by decreasing the costs of steamflood as well as its dependency, this paper aims to analyze hot waterflooding after steamflood, its impact on final oil recovery, and the economy of the process applied to heavy oil reservoirs similar to those found in Potiguar basin. Therefore, by numerical simulation on a semisynthetic model, the study compares results between steamflood and steam interrupted followed by hot water and cold water to attest the benefits of heating the water. The simulations were performed in STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator), a software from Computer Modelling Group - CGM. It was found that water injection, hot or cold, after the steam achieved better results in terms of cumulative oil and recovery factor, especially when the water was injected after the seventh year of steamflood. Hot waterflooding, however, have been contested by economic analysis: the best results were achieved with injection of cold water after the steam, which has shown the same recovery as hot water, but with no costs related to water heating.

Key words: steamflood, hot waterflooding after steamflood, simulations, economic analysis.

Agradecimentos

Todo o agradecimento primeiramente a Deus, responsável por cada milagre e conquista na minha vida. A conclusão dessa graduação, que parecia difícil e distante, agora é real graças a Ele, que me deu força e graça para prosseguir e alcançar essa vitória.

À minha base: meu marido, Luis Felipe, referência de serenidade; meus pais, que me criaram num lar de amor e trabalharam arduamente para dar a mim e meus irmãos a melhor a educação; Ju e Rafa, companheiros para qualquer hora, que lutam comigo as batalhas e celebram as vitórias; minha tia Lana e meus avós, Edite, Geraldo e Calcé, que me sustentam com seu amor e suas orações. À toda minha família, meu muito obrigada!

Ao meu professor e orientador Marcos Allyson Rodrigues, que desde a sua disciplina embasou o conhecimento para a realização desse trabalho, e que sempre estava prontamente disponível para esclarecer quaisquer dúvidas e realizar o melhor trabalho.

À professora Jennys Barillas. Esta etapa está sendo finalizada hoje graças ao voto de confiança dado, quando coordenadora do curso, a uma aluna do reingresso. Também pelo conhecimento adquirido na sua disciplina, tanto em simulação numérica de reservatórios, quanto na metodologia para o desenvolvimento de trabalhos.

À bolsa fornecida pelo PRH-PB221, que financiou o desenvolvimento deste estudo.

À CMG (*Computer Modelling Group*) e Universidade Federal do Rio Grande do Norte pelo software utilizado nas simulações.

A todos os meus amigos, de graduação ou não, que me ajudaram. Ora no apoio e incentivo, ora na leitura e correção de alguma parte do texto. Obrigada a todos vocês!

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução de consumo de petróleo	5
Figura 2: Produção mundial de petróleo.....	6
Figura 3: Distribuição das reservas mundiais de petróleo	7
Figura 4: Distribuição das reservas de petróleo no Brasil	8
Figura 5: Métodos de recuperação na indústria de petróleo	12
Figura 6: Esquema de uma planta de injeção de vapor	14
Figura 7: Esquema do varrido vertical na injeção contínua de vapor	15
Figura 8: Esquema do varrido vertical no WASP	16
Figura 9: Permeabilidades relativas <i>versus</i> S_w	26
Figura 10: Permeabilidades relativas <i>versus</i> S_l	27
Figura 11: Viscosidade do óleo em função da Temperatura	27
Figura 12: Modelo base tridimensional	28
Figura 13: Modelo de Injeção.....	28
Figura 14: N_p do modelo base x recuperação primária.....	33
Figura 15: FR do modelo base x recuperação primária.....	34
Figura 16: Mapas de Saturação de Óleo em função do tempo	35
Figura 17: Mapas de Temperatura em função do tempo	35
Figura 18: N_p injetando água fria após o vapor	36
Figura 19: FR injetando água fria após o vapor	37
Figura 20: Mapas de Saturação de Água em função do tempo	37
Figura 21: N_p injetando água quente após o vapor	38
Figura 22: FR injetando água quente.....	39
Figura 23: Mapas de Saturação de Água em função do tempo	39
Figura 24: N_p comparativo entre os métodos de recuperação.....	40
Figura 25: FR comparativo entre os métodos de recuperação.....	41
Figura 26: Comparativo entre Mapas de Temperatura em função do tempo	41
Figura 27: VPL em função do tempo - melhores resultados de vapor seguido por água fria e quente.....	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação do óleo por grau API	7
Tabela 2: Propriedades da rocha reservatório.....	25
Tabela 3: Características físico-operacionais do modelo base	29
Tabela 4: Fatores econômicos avaliados	30
Tabela 5: Resultados comparativos entre vapor e água fria/quente alternando vapor ...	42

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	2
2. ASPECTOS TEÓRICOS.....	5
2.1. O petróleo – uma breve contextualização.....	5
2.2. Caracterização do óleo e das reservas.....	6
2.3. Recuperação do petróleo.....	8
2.3.1. <i>Propriedades dos fluidos e das rochas</i>	8
2.3.2. <i>Enhanced oil recovery – EOR (métodos de recuperação avançada)</i>	11
2.4. A simulação numérica de reservatórios	17
2.5. Análise econômica de projetos	18
3. ESTADO DA ARTE	21
4. MODELAGEM DO PROCESSO	25
4.1. Ferramentas computacionais.....	25
4.2. Propriedades dos fluidos e da rocha reservatório	25
4.3. Modelo físico	28
4.4. Estudo de viabilidade técnico-econômica.....	29
4.5. Metodologia do trabalho	31
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	33
5.1. Injeção contínua de vapor	33
5.2. Análise da injeção de água fria após o vapor.....	36
5.3. Análise da injeção de água quente após o vapor.....	38
5.4. Análise comparativa entre injeção de água quente e água fria após o vapor...	40
5.5. Análise de viabilidade técnico-econômica.....	42
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	45
6.1. Recomendações	46
7. REFERÊNCIAS	48
APÊNDICE A: Análise Econômica	51

Introdução

01

*ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE
APÓS O VAPOR NA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS
PESADOS DO NORDESTE BRASILEIRO*

1. INTRODUÇÃO

A maior parte das reservas mundiais de petróleo são de óleos pesados. Isso implica que além dos desafios naturais para extração de óleo, perda de energia na produção por exemplo, outros são frequentemente enfrentados considerando os obstáculos inerentes a esse tipo de óleo, como sua alta viscosidade.

Na indústria de petróleo, os métodos térmicos para recuperação de óleos pesados apresentam um histórico de sucesso, alcançado principalmente com a injeção de vapor. Esse método em particular veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje uma das alternativas economicamente viáveis para a recuperação desse tipo de óleo. No Brasil, a primeira injeção se deu em 1978, e no Rio Grande do Norte, em 1984, sendo largamente utilizado pela Petrobras nos campos da região nordeste e apresentando resultados satisfatórios até então (Navieira, 2007).

A análise econômica também tem papel fundamental nas decisões que envolvem a escolha de parâmetros operacionais adequados para a recuperação de óleo. Com ela, busca-se promover uma maior recuperação final a um menor custo possível. A injeção de vapor, além de se aplicar a relativamente poucos reservatórios, apresenta um alto investimento inicial para os geradores de vapor, que trabalham na superfície a um alto custo e apresentam perdas de calor significativas nas linhas de injeção, poços e formação. Pela avaliação econômica, portanto, busca-se a combinação com outros métodos de recuperação como injeção de nitrogênio, água fria, metano, entre outros, que associados ao vapor possam garantir a eficácia da produção, bem como ser economicamente viáveis. Tais estudos procuram alternativas para minimizar a dependência exclusiva do vapor como método de recuperação térmica para óleos pesados.

Nesse âmbito, o presente trabalho tem como objetivo analisar a injeção de água quente após o vapor, seu impacto na recuperação final de óleo e na economicidade do processo aplicado a reservatórios de óleo pesados com características semelhantes às encontradas na Bacia Potiguar.

Através de simulação numérica, foram realizados estudos comparativos entre a injeção de água fria e quente após o vapor, além da injeção contínua de vapor. A distribuição de calor no reservatório para os casos de injeção de água quente e fria após

o vapor, por exemplo, foi avaliada através de mapas de temperatura, a fim de identificar os benefícios obtidos com aquecimento da água.

Por fim, levando em consideração os custos mais elevados da injeção de água quente em detrimento da fria após o vapor, foi conduzido um estudo de viabilidade técnico-econômica através do método do Valor Presente Líquido (VPL) entre as melhores alternativas de injeção de água após interrupção do vapor.

O referente estudo divide-se em sete capítulos. O capítulo dois, denominado aspectos teóricos, mostra em linhas gerais os conceitos pertinentes ao processo, como o que são óleos pesados e métodos térmicos de recuperação avançada; o terceiro capítulo, estado da arte, apresenta estudos relevantes disponíveis na literatura, considerando injeção de vapor e água fria e/ou quente e só; o capítulo seguinte, metodologia do processo, descreve como foi construído o modelo a ser estudado e as etapas seguidas na elaboração do trabalho, e; no capítulo quatro, dos resultados e discussões, através de análise gráfica são indicadas as respostas das simulações aos métodos propostos.

O último capítulo aponta as principais conclusões alcançadas com o trabalho, onde são comentados os resultados obtidos, se esperados ou não, seguidos de recomendações para estudos futuros.

Aspectos Teóricos

02

*ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE
APÓS O VAPOR NA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS
PESADOS DO NORDESTE BRASILEIRO*

2. ASPECTOS TEÓRICOS

2.1. O petróleo – uma breve contextualização

O petróleo vem se destacando por vários anos como a principal fonte de energia mundial. Definido como uma mistura de hidrocarbonetos que podem estar em estado sólido, líquido ou gasoso – a depender da pressão e temperatura em que se encontram –, é resultado da transformação da matéria orgânica acumulada sob pressão de sedimentos durante milhões de anos. Por essa razão, é considerado uma fonte primária não renovável, implicando que pode ter seu esgotamento a pequeno ou longo prazo. Diversas outras fontes de energia, denominadas secundárias, são obtidas a partir do refino do petróleo. Alguns exemplos são a gasolina, o GLP, o óleo diesel, entre outros igualmente usados no dia a dia, destacando sua importância.

Sabe-se que o uso de combustíveis fósseis é dominante na energia global e a demanda pelo petróleo vem crescendo a cada ano, conforme a *Oil Market Report*, periódico da *International Energy Agency* (IEA). O Brasil, por exemplo, está entre os 10 maiores consumidores desse combustível, demandando uma média de 3,2 milhares de barril por dia, nos últimos três anos. A evolução do consumo mundial é apresentada na Figura 1.

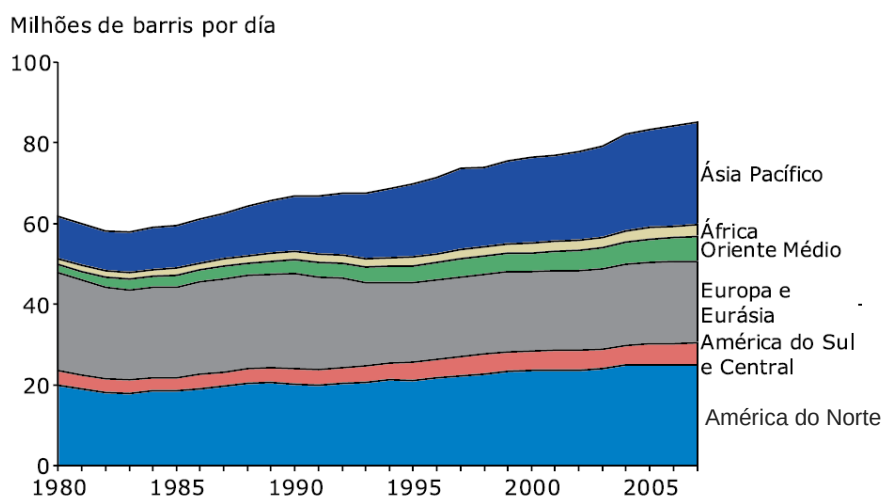


Figura 1: Evolução de consumo de petróleo (BP *Structural Review*, 2008 apud Bain&Co, 2009)

Em contrapartida, os investimentos globais em exploração e produção vem aumentando constantemente. A produção de petróleo no mundo, por exemplo, cresceu

aproximadamente 11% entre 2004 e 2013 (Figura 2), aumentando de 77.568.000 barris para 86.552.000 barris por dia (Agência Nacional de Petróleo – ANP, 2013).

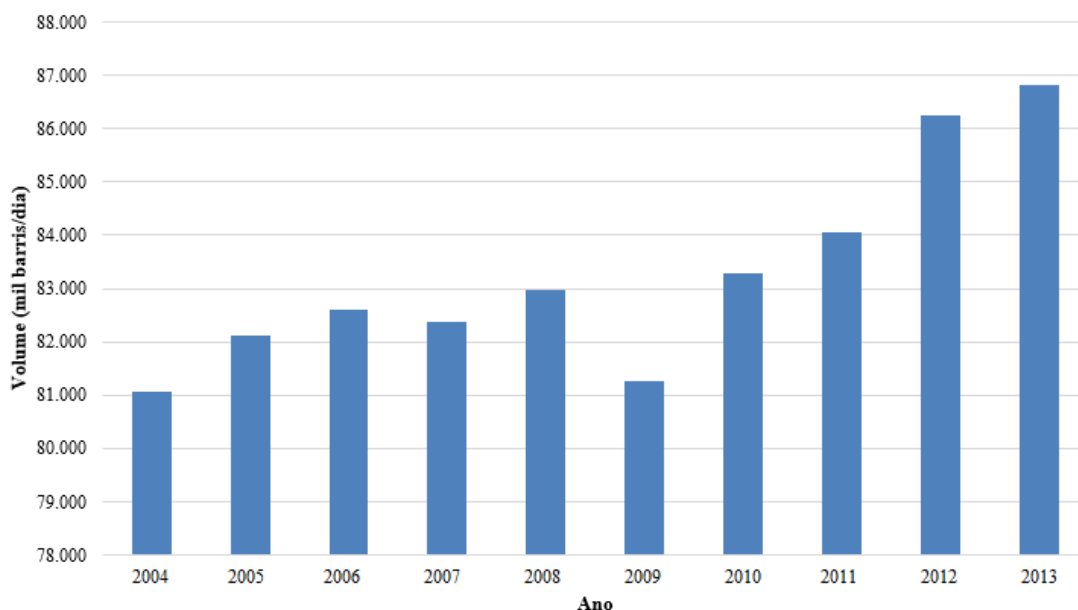


Figura 2: Produção mundial de petróleo (adaptado da ANP, 2013)

O crescimento da indústria de exploração e produção de petróleo, esclarece o relatório da *Bain & Company*, é justificado por uma combinação de três fatores: primeiro, o aumento na demanda mundial, principalmente desde 1980; segundo, a necessidade de reposição da produção de campos maduros para atender à essa demanda, e; por fim, devido à queda dos investimentos entre 1980 e 1995 em consequência da crise do petróleo, nesse período não foram conduzidos estudos a fim de descobrir novas reservas – o crescimento retomou-se em 1995 com o aumento da demanda e redução da capacidade produtiva excedente vivenciada antes da crise.

Considerando a demanda vital do petróleo e os constantes investimentos no setor, sente-se cada vez mais a necessidade de desenvolver e otimizar tecnologias para obter o maior aproveitamento de campos existentes, e nisso consiste a natureza desse estudo.

2.2. Caracterização do óleo e das reservas

O tipo de óleo produzido ditará, entre outros fatores, seu derivado resultante. Ou seja, a partir da sua caracterização, haverá maior ou menor lucro com o produto final: óleos mais leves rendem derivados mais nobres, enquanto os mais pesados, mais densos, são mais difíceis de refinar e são usados, por exemplo, para asfalto e combustível de

máquinas. A categoria do óleo normalmente é medida a partir da sua densidade relativa em condições padrão de pressão e temperatura (1 atm, 20°C), seguindo a escala do *American Petroleum Institute*¹ que resulta na classificação mostrada na Tabela 1.

Tabela 1: Classificação do óleo por grau API

Classificação do óleo por grau API	
Óleo leve	$^{\circ}\text{API} \geq 31,1$
Óleo médio	$22,3 \leq ^{\circ}\text{API} < 31,1$
Óleo pesado	$12 < ^{\circ}\text{API} < 22,3$
Óleo extrapesado e betumes	$^{\circ}\text{API} \leq 12$

Fonte: ANP

A maior parte das reservas mundiais é de óleos não convencionais, altamente viscosos, que normalmente tem valor econômico mais baixo. Óleos pesados, extrapesados e betume somam cerca de 70% dos 13 milhões de barris da reserva provada, como mostra a Figura 3 (Alboudwarej, 2007). Além de terem baixo valor de mercado, existe alto custo atrelado à exploração, associado à dificuldade de produzir esse óleo principalmente devido à sua alta viscosidade – fatores que limitam a viabilidade econômica na produção, indicando mais um desafio para a indústria do petróleo.

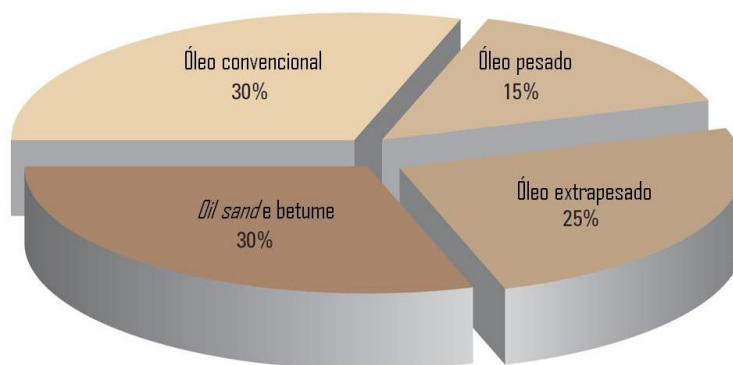


Figura 3: Distribuição das reservas mundiais de petróleo (Alboudwarej, 2007)

No Brasil, cerca de apenas 6% da produção se encaixa nos óleos leves², e a demanda necessária para o país é bem maior que essa. Das reservas do país, que em 2013 estavam estimadas em 15,6 bilhões de barris (ANP, 2013), mais de 40% são de óleo pesado, como estima Rachidi (2004) na Figura 4.

¹ A fórmula para o cálculo do grau API é $^{\circ}\text{API} = (141,5/d_o) - 131,5$, onde d_o é a densidade relativa do óleo.

² “O Brasil é autossuficiente em petróleo?”. Disponível em: <http://super.abril.com.br/ciencia/brasil-auto-suficiente-petroleo-446464.shtml>

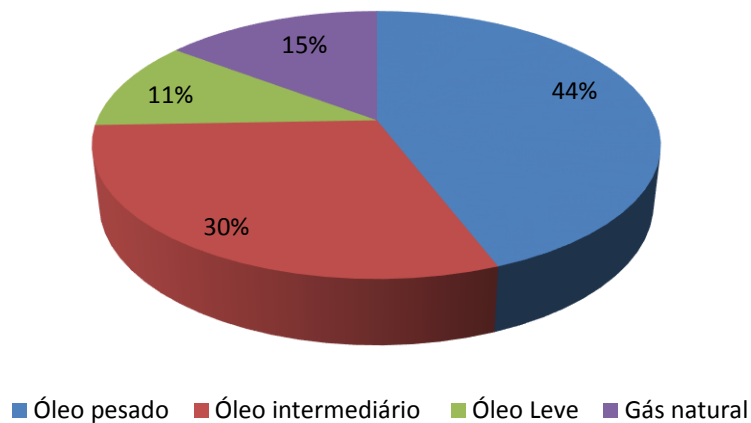


Figura 4: Distribuição das reservas de petróleo no Brasil (adaptado de Rachidi, 2004)

Para viabilizar a produção desses óleos, continuam sendo foco de estudo várias técnicas de recuperação de campos maduros ao redor do país. O Rio Grande do Norte, por exemplo, é segundo maior produtor de petróleo em terra do Brasil (ANP, 2013). Da reserva provada do estado, a maior parte dos campos é de óleos pesados, e a maioria dos projetos usa como principal método de recuperação a injeção de vapor.

2.3. Recuperação do petróleo

2.3.1. Propriedades dos fluidos e das rochas

Para melhor entender o comportamento dos fluidos, é primordial conhecer conceitos referentes às suas propriedades, bem como a das rochas em que estão inseridos. Este item apresenta algumas delas, que serão citadas no decorrer do estudo.

a) Densidade

Segundo Rosa (2006), a densidade de uma mistura líquida é definida como a relação entre a massa específica da mistura e a massa específica da água, ambas medidas na mesma condição de pressão e em condições de temperatura preestabelecidas. Assim, a densidade do óleo é dada por:

$$d_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1)$$

Onde ρ_o e ρ_w são as massas específicas do óleo e da água, respectivamente.

b) Viscosidade

A viscosidade é, basicamente, a propriedade física que representa a resistência de um fluido ao escoamento. Nos líquidos, é afetada pelas variações de temperatura e pressão: diminui com o acréscimo da temperatura e cresce com o aumento da pressão. Em uma mistura líquida de hidrocarbonetos, a viscosidade pode ser definida como o somatório da viscosidade de cada componente, ponderando sua fração, como:

$$\mu = \sum_{i=1}^{n_c} x_i \mu_i \quad (2)$$

Onde n_c é o número de componentes, e x_i e μ_i a fração molar e a viscosidade do componente i , respectivamente.

c) Porosidade

A porosidade, uma das propriedades mais importantes das rochas, mede a capacidade de armazenamento do fluido. Pode ser definida pelo volume de vazios e volume total, da seguinte forma:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad (3)$$

Onde V_v é o volume de vazios e V_t o volume total da rocha.

d) Saturação

A saturação de um fluido está relacionada à fração ou porcentagem do volume poroso ocupado pelo fluido analisado:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (4)$$

Onde V_f é o volume do fluido e V_p o volume poroso. Na existência de óleo, gás e água na rocha reservatório, tem-se que:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (5)$$

Sendo S_o , S_g e S_w as saturações do óleo, do gás e da água, respectivamente.

e) Permeabilidade

Entende-se por permeabilidade a capacidade da rocha de permitir o escoamento de um fluido. A equação mais usada na prática para fluxo de fluidos em meios porosos foi

formulada por Darcy em 1856, estudando tratamento de água em filtros de areia. Foi observado que a vazão através de um meio poroso é diretamente proporcional à área aberta ao fluxo (A) e ao diferencial de pressão ($h_1 - h_2$), obtidos por manômetros na entrada e saída do filtro, e inversamente proporcional ao comprimento (L) e à viscosidade (μ). Admitindo-se regime permanente e fluido incompressível foi obtida a equação 6.

$$q = KA \frac{h_1 - h_2}{\mu L} \quad (6)$$

Mais tarde descobriu-se que K poderia ser escrito como $\gamma k/\mu$, sendo γ o peso específico do fluido, μ a viscosidade, e k uma propriedade característica da rocha, denominada permeabilidade absoluta (Rosa, 2006).

Quando dois ou mais fluidos saturam o meio poroso, a capacidade de transmissão de um deles chama-se permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido considerado, que varia de zero à permeabilidade absoluta. Nos estudos de reservatórios é comum usar valores de permeabilidade normalizados, ou seja, dividindo os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor base de permeabilidade, k (Thomas, 2004). Assim obtém-se a permeabilidade relativa, dada pela equação 7, que varia de 0 a 1 e pode ser representada em termos percentuais.

$$k_{rf} = \frac{k_f}{k} \quad (7)$$

Onde k_f é a permeabilidade efetiva ao fluido analisado, que pode ser óleo, gás ou água (k_o , k_g ou k_w , respectivamente).

f) Mobilidade e Razão de Mobilidade

De acordo com Rosa (2006), em deslocamentos imiscíveis, esses parâmetros devem ser definidos pois determinam o desempenho do processo de injeção. A mobilidade é definida pela relação entre a permeabilidade efetiva ao fluido e sua viscosidade, como mostra a equação:

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \quad (8)$$

Sendo k_f e μ_f a permeabilidade efetiva a esse fluido e sua viscosidade, respectivamente. Como k_f é função da saturação, a mobilidade também o é. A razão de mobilidades, por sua vez, é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante atrás da frente de avanço e a mobilidade do fluido deslocado no banco deste fluido. Considerando um exemplo onde a água desloca um banco de óleo, tem-se:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} \quad (9)$$

g) Eficiências

A área do reservatório invadida pelo fluido deslocante é usada para avaliação da injeção. A eficiência de varrido pode ser obtida relacionando a área preenchida pelo fluido injetado e a área do volume poroso, obtendo valores que dependem da razão de mobilidades, do volume injetado e da geometria dos poços injetores. Na eficiência de varrido horizontal (E_A), relaciona-se a área invadida pelo fluido (A_{inv}) e área total do meio poroso (A_t) medidas em planta, como mostra a equação 10.

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_t} \quad (10)$$

A eficiência de varrido vertical (E_{VV}) então, relaciona a área vertical invadida pelo fluido e a área vertical total da seção transversal. A eficiência volumétrica (E_V), enfim, pode ser calculada relacionando o volume invadido pelo volume total da malha, ou mesmo através do produto entre as eficiências de varrido horizontal e vertical, de acordo com a equação 11 (Rosa, 2006).

$$E_v = E_A \times E_{VV} \quad (11)$$

2.3.2. Enhanced oil recovery – EOR (métodos de recuperação avançada)

De acordo com José Eduardo Thomas (2004), os métodos de recuperação são quase tão antigos quanto a indústria do petróleo. Normalmente aplicados em reservatórios com mecanismos pouco eficientes, esses métodos tendem a interferir nas características do reservatório que causaram a retenção do óleo.

Segundo este autor, a produção que resulta da energia natural do reservatório denomina-se recuperação primária. Inicialmente, as investidas usadas cronologicamente na intenção de aumentar a produção denominavam-se, respectivamente, recuperação secundária e terciária. No entanto, com o passar do tempo, as denominações passaram a designar a natureza do processo: aqueles com tecnologia conhecida, baseados em processos mecânicos com a intenção de deslocar o óleo são denominados métodos convencionais de recuperação; os processos que, por sua vez, interagem física ou quimicamente com as características do óleo ou do reservatório, são denominados métodos especiais de recuperação, ou *enhanced oil recovery* – EOR. A Figura 5 mostra a divisão e classificação dos métodos usados na engenharia de reservatórios.

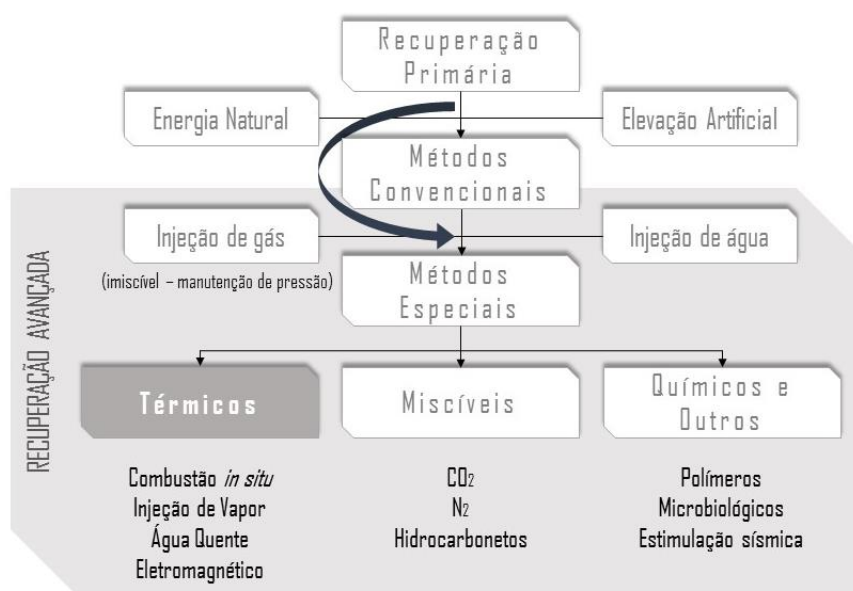


Figura 5: Métodos de recuperação na indústria de petróleo (adaptado de Hong, 1994)

EOR são usados em reservatórios onde os métodos convencionais não seriam aplicáveis, ou mesmo, em caso de antecipação da produção e consequentemente dos lucros. Para Thomas (2004), a utilização desses métodos é creditada basicamente à alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre ele e o fluido injetado. Como mostra a Figura 5, normalmente os métodos especiais estão divididos em três categorias: métodos químicos, métodos miscíveis e métodos térmicos, sendo este último o objetivo de estudo deste trabalho.

A escolha do método adequado para cada projeto dependerá das características do reservatório, dos parâmetros operacionais e dos estudos realizados para o campo incluindo simulações, análises físicas e discussões.

a) Injeção de vapor

EOR baseados em energia térmica para reduzir a viscosidade de óleos com pouca ou quase nenhuma mobilidade usam geralmente líquidos quentes (água quente ou vapor) e combustão *in situ* para garantir o aumento da temperatura e consequente transferência de calor ao fluido do reservatório. A injeção de vapor, que surgiu inicialmente para limpar e remover depósitos de parafinas e asfaltenos do reservatório, somente meio século depois foi usada para aquecer deliberadamente o reservatório, reduzindo a viscosidade do óleo. Seria usada amplamente com esse intuito só a partir da década de 1980, consagrando-se ao longo dos anos e tornando-se, hoje, uma das alternativas economicamente viáveis para a recuperação de óleos pesados.

A injeção de vapor pode ser utilizada de maneira cíclica ou contínua. A cíclica consiste em uma injeção intermitente do fluido, onde através de um mesmo poço ocorrem injeção e produção em períodos temporais alternados. Nela existem as etapas de injeção, espera e produção: primeiramente, um determinado volume de vapor é injetado, seguido por um tempo de espera para que o vapor se distribua. Com isso, o poço é colocado em produção, repetindo os ciclos ou os variando para otimizar o processo. Com essa repetição, no entanto, há normalmente uma redução na eficácia do processo, sendo necessário adotar outro método após sua aplicação (Rodrigues, 2008).

Em muitos campos de óleos pesados a injeção de vapor cíclica é aplicada anterior à contínua para garantir retorno mais rápido do investimento e melhora na injetividade. Diferentemente da cíclica, a injeção contínua injeta vapor e produz em poços distintos. Neste método é formada uma zona de vapor em torno do poço injetor, que se expande continuamente com a injeção. À frente do banco de injeção, forma-se uma zona de água condensada onde a temperatura diminui a partir do valor referente à do vapor até a do reservatório (Rosa, 2006). O deslocamento do óleo nesse processo ocorre, entre outros fatores, devido à sua expansão, dilatação e redução da viscosidade (Navieira, 2007). A Figura 6 mostra o esquema de uma planta de injeção de vapor.

No Brasil, o primeiro projeto de injeção de vapor foi aplicado em 1978, no campo de Carmópolis, em Sergipe. Até hoje essa tecnologia é largamente utilizada pela Petrobrás, principalmente em campos localizados na região Nordeste onde encontram-se diversos reservatórios de óleos pesados, com destaque no Rio Grande do Norte e Ceará.

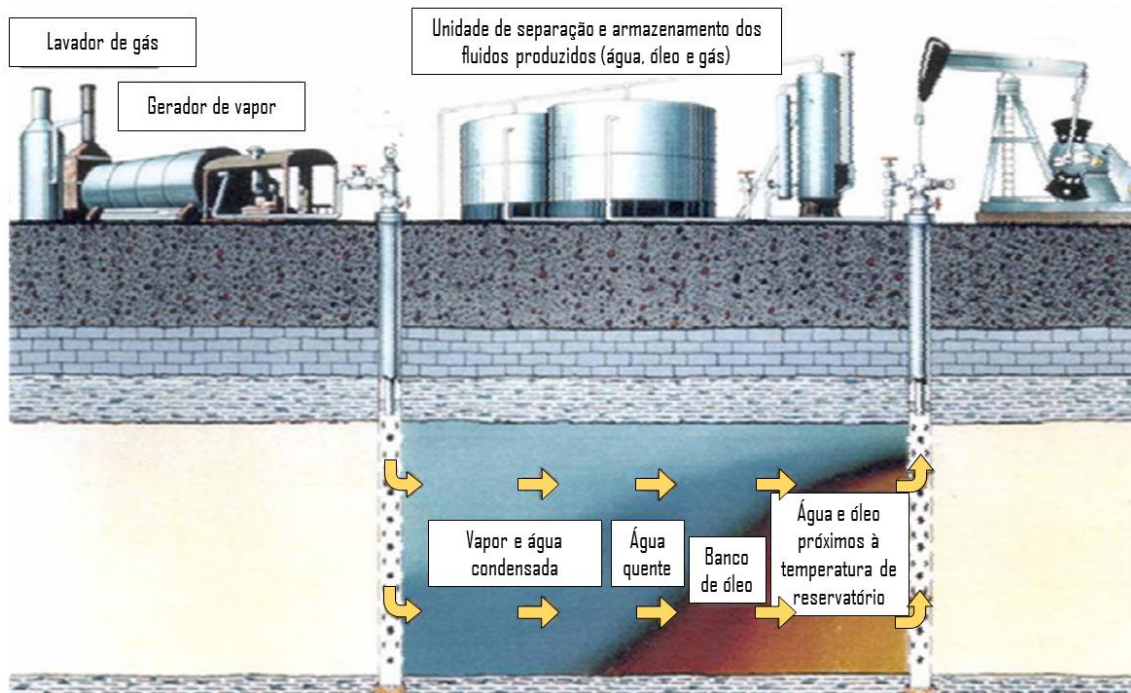


Figura 6: Esquema de uma planta de injeção de vapor (Navieira, 2007)

A grande aplicabilidade do método se deve sobretudo à sua alta eficiência na recuperação, antecipando lucros em muitos casos. Os métodos de injeção de vapor fornecem maiores vazões de injeção de calor que outros métodos térmicos – conferindo mais calor rapidamente ao reservatório e danificando menos os poços que a combustão *in situ*, por exemplo. Além disso, à medida que o óleo flui, aumenta-se a eficiência de deslocamento, proporcionando zonas com baixíssimas saturações de óleo atrás da frente de vapor (Rosa, 2006).

Contudo, Rosa (2006) também comenta que na prática a taxa de melhoria da viscosidade é maior no início dos aumentos da temperatura. As perdas de calor também são consideráveis nas linhas de injeção, prejudicando o resultado final em reservatórios profundos, com baixa permeabilidade ou pequena espessura. Outro aspecto recorrente na injeção de vapor é a segregação gravitacional – separação dos fluidos pela ação da gravidade. Esse fenômeno faz com que o vapor, como líquido menos denso, tenda a se deslocar para a porção superior do volume poroso, e quando continuada a produção, pode ocorrer o *breakthrough*, formando uma zona saturada de gás ou “câmara de vapor” e ainda manter uma região não varrida no reservatório, como mostra a Figura 7.

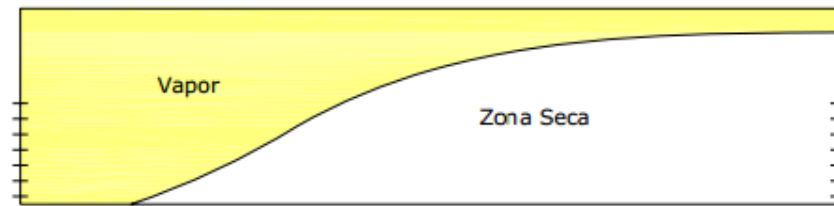


Figura 7: Esquema do varrido vertical na injeção contínua de vapor (Navieira, 2007)

A injeção de vapor é um método de recuperação de eficácia incontestável na maioria dos casos em que se aplica. No entanto, além de algumas desvantagens já citadas, requer altos investimentos no seu uso, como na instalação e manutenção do gerador, necessidade de mão de obra específica, grande volume de água produzida (requerendo tratamento e descarte), entre outros pormenores.

Considerando o papel fundamental da análise econômica de projetos na indústria do petróleo, estão sendo constantemente estudados projetos em que se injete vapor combinado a outros métodos de recuperação como injeção de nitrogênio, água fria, metano, com o objetivo de garantir a eficácia da produção, mantendo-se economicamente viáveis ou ainda mais atrativos que a injeção isolada do vapor. Em seguida neste estudo, que propõe a utilização de água quente após o vapor, serão discutidos alguns desses métodos alternativos que envolvem vapor mais água, a fim de melhor entender o processo.

b) Métodos alternativos: injeção de fluidos alternativos ao vapor

- *Water alternating steam process (WASP) – injeção de água alternada ao vapor*

No WASP, repete-se contínua e alternadamente a injeção de vapor seguida da injeção de água durante toda a vida de um projeto de injeção de vapor. Assim como em outro método de EOR, o WASP funciona bem em reservatórios previamente selecionados. Mecanicamente, a ideia do processo é usar a injeção de fluidos com densidades diferentes, reduzindo a segregação gravitacional e tendências de canalização de gás e melhorando, assim, o varrido vertical do reservatório (Rodrigues, 2012).

Rodrigues (2012) descreve em linhas gerais como ocorre o processo: primeiramente, com a segregação gravitacional o vapor injetado migra para o topo da formação, causando o *breakthrough* prematuro; em seguida, a água injetada irá colapsar

a zona de vapor à medida que migra para a parte inferior do reservatório, como líquido mais denso. Microscopicamente, quando a água é injetada o óleo se desloca no meio poroso pela área não aquecida, ignorando-a, e degradando a zona de vapor. No momento que se volta a injetar vapor, esse óleo se desloca a frente dos fluidos injetados, e com a repetição dessas fases se obtém uma melhoria na eficiência de varrido vertical. A Figura 8 ilustra o processo descrito.

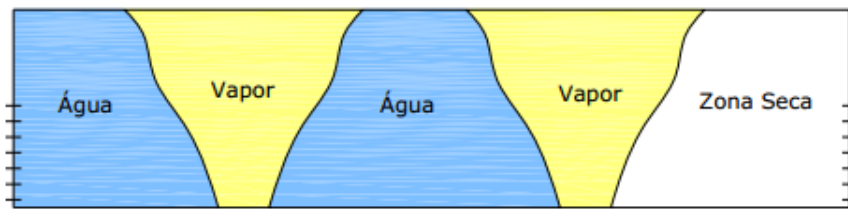


Figura 8: Esquema do varrido vertical no WASP (Navieira, 2007)

Outras vantagens do WASP são a redução do consumo de combustíveis pelos geradores e das perdas de calor, pois nesse método a injeção de vapor corresponde à metade do tempo gasto na injeção contínua. Sob outros aspectos, ocorre a aceleração da produção e aumento da recuperação final, podendo ainda ser indicado o melhor momento para a injeção contínua de apenas água após os ciclos alternados (Rodrigues, 2012).

- *Injeção de água fria após o vapor*

Na injeção de vapor, caso ocorra o *breakthrough*, o vapor injetado passará a ser produzido, não fornecendo mais calor suficiente ao reservatório. Essas perdas de energia térmica irão implicar tanto na eficiência do processo quanto na produção de óleo, podendo culminar na parada da injeção.

Com essa interrupção, ocorrerá o resfriamento do reservatório e consequentemente condensação do vapor presente, o que criará grandes espaços vazios no meio poroso que devem ser preferencialmente preenchidos (com a água, por exemplo) para que os fluidos do reservatório deslocados não retornem à área antes varrida.

Usado como fluido de deslocamento, a água é injetada no reservatório para empurrar o óleo retido. Em reservatórios com alta permeabilidade e baixa pressão, devido à segregação gravitacional, o vapor se moverá principalmente pela região superior do reservatório, deixando uma baixa saturação de óleo residual. A água, como um líquido mais denso, tende também a varrer a porção inferior do reservatório (como mostrou a

Figura 7), ainda com alta saturação de óleo, revelando papel significativo na recuperação final de óleo.

- *Injeção de água quente após o vapor*

Na injeção de vapor, o momento da baixa produção de óleo e consequente baixa razão óleo vapor (ROV) indica que grande parte do calor injetado está sendo perdido para as formações adjacentes. Conforme já foi comentado, a perda de energia térmica pode comprometer a produção, reduzindo a eficácia do processo.

O processo em questão consiste na injeção de fluidos com densidades diferentes, como descrito anteriormente: a água busca operar na região deficitária do vapor. O aquecimento da água, então, surge no intuito de aumentar a recuperação do óleo minimizando as perdas de calor no reservatório. Nesse processo, a água quente é injetada com a finalidade de atingir a região não varrida pelo vapor acrescentando, devido a sua alta temperatura, calor ao reservatório. A injeção de um líquido quente após o vapor objetiva reduzir a queda de temperatura logo após sua injeção, diminuindo a viscosidade e aumentando a mobilidade do óleo. Esse processo também pode ser usado após o ciclo alternado entre água e vapor.

2.4. A simulação numérica de reservatórios

Na indústria do petróleo, boas estimativas são essenciais para avaliar o potencial de jazidas, e nesse contexto se insere a simulação numérica de reservatórios. Com o desafio vivente de aumentar a produção de óleo, diversos métodos de recuperação suplementar e combinações entre eles tem sido estudados. Muitos ainda em fase inicial de avaliação, nem sequer foram aplicados na indústria, mas se mostram promissores apesar dos custos atrelados.

Com o desenvolvimento de modelos físicos e advento da computação tornou-se possível através da simulação numérica de reservatórios reproduzir ambientes e gerenciá-los de forma experimental, porém o mais próximo da realidade. A reprodução do reservatório e suas características em uma simulação permitem avaliar a eficácia na produção e viabilidade econômica de alternativas distintas que estejam sob análise.

Executada preferencialmente antes de se iniciar a produção, a simulação numérica pode prever o comportamento de um reservatório, a exemplo das técnicas de previsão de comportamento baseadas em balanço de materiais, curvas de declínio e na teoria de Buckley-Leverett (Galvão, 2008). Nas simulações em reservatórios, os modelos de óleos mais usados são o *black-oil*, que considera a presença de três componentes (água, óleo e gás), e o composicional – usado neste trabalho –, que trabalha com a presença de mais componentes, requerendo também maior tempo de simulação.

A simulação numérica de reservatórios será a principal ferramenta para avaliação da injeção de água quente após o vapor como método de recuperação avançada neste trabalho.

2.5. Análise econômica de projetos

Diante de fatos já citados, como custos atrelados à produção de óleo com baixa mobilidade, seu baixo valor de mercado, investimentos em métodos alternativos de recuperação, entre outros, ressalva-se cada vez mais a importância de avaliar um projeto corretamente, definindo previamente os indicadores usados na tomada de decisão a fim de garantir a melhor estratégia para produção e consequente sucesso ao fim do projeto. A engenharia econômica é a responsável por fornecer critérios para decisões entre investimentos, levando em consideração fatores econômicos para que seja escolhida a alternativa de maior rentabilidade.

Na área de exploração e produção de petróleo, os fatores que controlam o desempenho econômico esperado de uma jazida normalmente se dividem em controláveis, como a reserva provada, e incontroláveis, como a carga tributária, por exemplo, que depende do governo. Nesse estudo, serão considerados alguns dos fatores controláveis como o Capex (*Capital Expenditure*) – investimento empregado no projeto de exploração e produção – e Opex (*Operational Expenditure*) – custos operacionais estimados da produção. Estes são os fatores que controlam o fluxo de caixa anual em cada alternativa indicada.

A análise financeira neste trabalho foi construída com base no Valor Presente Líquido (VPL), método recorrente para a avaliação de projetos na indústria do petróleo. Este indicador econômico-financeiro tem como finalidade quantificar em termos de valor presente fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil. O VPL de uma

alternativa é, portanto, a soma algébrica dos vários valores presentes envolvidos em seu fluxo de caixa, como mostra a equação 10:

$$VPL = \sum_{t=1}^n F_n (1 + i)^{-t} \quad (12)$$

Onde n é o número de períodos envolvidos (em anos), F_n cada um dos diversos valores futuros neste fluxo de caixa, e i a taxa mínima de atratividade do projeto (TMA), ou taxa de desconto. De acordo com Aiube, Baidya e Ferraz (2007), um VPL positivo indica que valor presente dos fluxos de caixa incrementais do projeto, descontados a uma taxa adequada ao risco, é maior do que o valor presente dos investimentos, devendo este projeto então ser implementado. Logo, entre propostas distintas a eleita mais rentável é aquela que apresenta maior VPL.

Depois de coletados os resultados da simulação, as melhores respostas serão analisadas economicamente para então confirmar-se a proposta final mais atrativa. Com isso, ressalta-se a importância da simulação numérica atrelada à análise econômica para a tomada de decisão na indústria do petróleo.

Estado da Arte

03

*ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE
APÓS O VAPOR NA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS
PESADOS DO NORDESTE BRASILEIRO*

3. ESTADO DA ARTE

Há vários anos tem sido estudada a otimização nos métodos térmicos de recuperação, principalmente para recuperação de óleos pesados. Esta seção aponta os principais estudos referentes ao tema abordado neste trabalho.

Em 1985, J. W. Ault *et al.* avaliaram a mudança na técnica de recuperação em três reservatórios já maduros que trabalhavam com injeção de vapor. A técnica seria convertida para injeção de água quente e/ou vapor de menor qualidade (de 40% ou mais para 10%). O projeto consistiu na caracterização de cada reservatório, análise do desempenho em campo, comportamento do reservatório e custos gerais da operação para, por fim, desenvolver algumas indicações a projetos candidatos a essa conversão. Nos projetos aplicados, os dados de produção e do reservatório indicaram que não houve perda significativa na produção, houve melhora considerável em aspectos econômicos – reduzindo o gasto com combustível para as operações –, e a conversão do vapor de alta qualidade para um de qualidade menor aumentou a eficiência de varrido, evitando também a migração do óleo da região não varrida para a zona varrida pelo vapor.

Em 1990, R. G. Dornan analisou a injeção de água quente em um reservatório que usava injeção de vapor. O caso foi no campo de Kern River, na Califórnia. O maior problema constatado com a recuperação térmica usada foi que, devido a diferença entre fluido injetado e produzido, o vapor se concentrava nas partes mais altas do reservatório no decorrer da produção. Caso mantida a injeção do vapor, ocorreria o *breakthrough*, seguido da expansão do vapor na zona de líquido – um processo que ocorre lentamente e depende da razão com que cada fluido é retirado do reservatório. Enquanto isso, observou-se que grande parte do vapor injetado já não contribuía para o aquecimento do reservatório. Sob esse aspecto e visando reduzir custos operacionais com a diminuição do vapor injetado, desenvolveu-se um programa para avaliar a injeção de água quente como técnica de recuperação após o vapor. Nesse projeto, no entanto, foi constatado que as características da rocha reservatório e as propriedades dos fluidos impediram o deslocamento da água quente; a ressaturação do óleo ocorreu em áreas onde a frente de vapor fora preenchida por água quente; e, por fim, a injeção de água quente não se mostrou efetiva na transferência de calor para a parte mais baixa do reservatório.

Em 1994, Hong realizou estudos de simulação numérica a fim de definir parâmetros ótimos, como vazão e temperatura, na injeção combinada de água e vapor em um reservatório típico de óleo pesado. Para temperaturas diferentes, mantendo-se a vazão fixa, o uso da água não aquecida apresentou maior produção acumulada líquida e menores custos considerando, principalmente, o não gasto com aquecimento da água. Em suas conclusões, com relação à temperatura de água, quanto mais baixa, mais vantajoso o processo. No entanto, foi ressaltada a hipótese de que o resultado se repetiria apenas a reservatórios com características semelhantes ao estudado.

Em 1995, S. T. DeFranciso *et al.* avaliaram o processo de água alternada ao vapor (WASP – *water alternating steam process*) e de água quente para melhorar a recuperação em reservatórios maduros. Com o passar do tempo, a produção de óleo nesses reservatórios decresce, e se a injeção de água permanecer constante, a razão vapor-óleo aumentará. Então foram buscadas estratégias para reduzir os custos. O WASP foi implantado em 1988 com sucesso para combater o *breakthrough* do vapor e os problemas decorrentes disso. Logo, viu-se a necessidade de otimizar o processo e garantir sua efetividade em regiões onde não ocorreu *breakthrough*. Estudos através de simulação indicaram que a injeção de água quente após o vapor seria a melhor estratégia para esses reservatórios. Por fim, foi constatado que o WASP e a água quente após ele realmente reduziram os custos operacionais, e a simulação mostrou uma otimização na recuperação do óleo quando não havia ocorrido o *breakthrough*. A água quente também foi considerada a técnica mais rentável para injeção em reservatório termicamente maduros.

Babadagli, em 2002, avaliou diferentes métodos de EOR para recuperação de óleos pesados em reservatórios naturalmente fraturados. Essa avaliação foi realizada em termos de viscosidade do óleo, tipo de rocha, molhabilidade e condições de contorno da matriz para diferentes fluidos injetados, como água, agentes químicos (polímeros e surfactantes), gás, e a altas temperaturas, salmoura e água. No estudo, contestou-se que o aumento na recuperação usando EOR é maior em óleos pesados que em óleos leves. A água quente mostrou recuperação final maior e mais rápida que as soluções químicas. Para embebição de óleos pesados em arenito, a água quente rendeu recuperação maior e mais rápida que o da imersão em surfactante. Em rochas carbonáticas, a água quente rendeu a recuperação mais rápida de óleo pesado, devido principalmente à expansão térmica.

Em 2006, Alajmi *et al* investigaram experimentalmente a injeção de água quente para deslocar o óleo pesado em uma rocha do reservatório de Middle Eastern, a fim de definir os melhores parâmetros operacionais. O estudo mostrou que a injeção de água quente na amostra mostrou melhores resultados em detrimento à água fria, pois como o *breakthrough* ocorreu mais tarde, houve uma consequente maior recuperação de óleo.

Em 2012, F. Torabi *et al* estudaram a viabilidade da injeção de água quente para recuperação de óleos pesados. Foram analisados poços horizontais, diferentes distâncias entre poços, e parâmetros de injeção, como a temperatura da água (de 22°C a 150°C). Constatou-se que a água quente foi eficaz na redução da viscosidade do óleo, mas isso ocorreu mais próximo ao poço produtor. Aumentando a vazão de injeção até seu valor máximo, à máxima temperatura (150°C), não houve aumento significativo no fator de recuperação, além de acarretar mais custos no aquecimento da água. O calor não alcançou os poços produtores, reduzindo apenas a viscosidade do óleo que estava próximo ao poço injetor. Na região junto a eles não houve mudança significativa na saturação de óleo. Diminuindo a distância entre os poços de 117m para 67m, entretanto, houve um crescimento no fator de recuperação de 47% para 62%.

Recentemente, Rodrigues (2012) avaliou o uso de fluidos alternativos ao vapor. Estes, que podem ser usados alternadamente, simultaneamente ou após a interrupção do vapor, têm como principal objetivo reduzir a quantidade de calor fornecida ao reservatório usando fluidos de menor valor comercial, buscando manter os níveis de produção de óleo. Foram analisados gás carbônico, nitrogênio, metano e água, a fim de aumentar a rentabilidade na recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado. Cada fluido foi estudado separadamente, no intuito de confirmar o fluido que, combinado ao vapor, fosse mais rentável ao projeto. Constatou-se que nenhum gás usado apresentou maior rentabilidade e eficiência em relação à injeção contínua de vapor – menor produção acumulada líquida (no máximo a mesma). A injeção de água foi o modelo com maior produção acumulada líquida (quando injetada após o 11º ano de vapor, combinadamente); quando injetada após o vapor, apresentou bom deslocamento do óleo quente em curto prazo. O modelo de água após o vapor apresentou, ainda, o maior valor presente líquido – VPL – entre os fluidos estudados.

Modelagem do Processo

04

*ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE
APÓS O VAPOR NA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS
PESADOS DO NORDESTE BRASILEIRO*

4. MODELAGEM DO PROCESSO

Esta seção é composta por uma descrição dos dados para avaliação da injeção de água quente após o vapor. Para isso, os principais artifícios usados foram as ferramentas computacionais de simulação, que permitiram a criação de um modelo de fluidos e reservatório adequados às características do Nordeste brasileiro.

4.1. Ferramentas computacionais

O programa *Launcher*, da empresa *Computer Modeling Group* – CMG, amplamente usado na indústria do petróleo, é também usado na Universidade Federal do Rio Grande do Norte para estudos em simulação numérica. Sua ferramenta *Winprop* permite a elaboração de um modelo de fluidos; *Builder* é responsável pela construção física do reservatório e parâmetros operacionais, e por fim, o ‘*Stars*’ (*Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*), simulador trifásico de múltiplos componentes, foi desenvolvido com a finalidade de simular métodos térmicos de recuperação (Rodrigues, 2008), sendo por isso a principal ferramenta nesse estudo.

Após o uso das ferramentas citadas, as análises da simulação foram feitas no *Results Graph* e *Results 3D* – instrumentos que permitem a visualização gráfica e tridimensional, respectivamente, da propriedade que for requerida em função do tempo de projeto.

4.2. Propriedades dos fluidos e da rocha reservatório

Para realizar as simulações e acima disso compreender o comportamento dos fluidos no reservatório é imprescindível conhecer determinadas propriedades de ambos. O modelo base foi construído a partir de características como porosidade, permeabilidade, profundidade, compressibilidade da rocha, entre outras, semelhantes às do Nordeste brasileiro e proposto por Marcos Rodrigues (2008) para estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor. A Tabela 2 indica os valores adotados nessa construção.

Tabela 2: Propriedades da rocha reservatório

Profundidade		200m
Condutividade térmica		
	Água	0,2 J/m-s-K

	Óleo	0,04 J/m-s-K
	Gás	0,01 J/m-s-K
	Rocha	1,7 J/m-s-K
Capacidade calorífica da rocha		66465 J/m ³ -K
Dimensões (largura, comprimento, altura)		200m x 200m x 28m
Temperatura inicial		310,8K
Saturação inicial de óleo		0,72
Saturação inicial de água		0,28
Volume de óleo original		39207 m ³ std
Permeabilidade horizontal		1000 mD
Relação K_v/K_h		0,2
Porosidade		28%

No reservatório coexistem as três fases: gás, óleo e água. Com isso, faz-se necessário o conhecimento das permeabilidades relativas a cada fluido em diferentes sistemas. De entrada no simulador, são inseridas as tabelas de permeabilidades relativas à água e ao óleo no sistema gás-óleo (Figura 9), e permeabilidades relativas ao gás e ao óleo no sistema gás líquido (Figura 10).

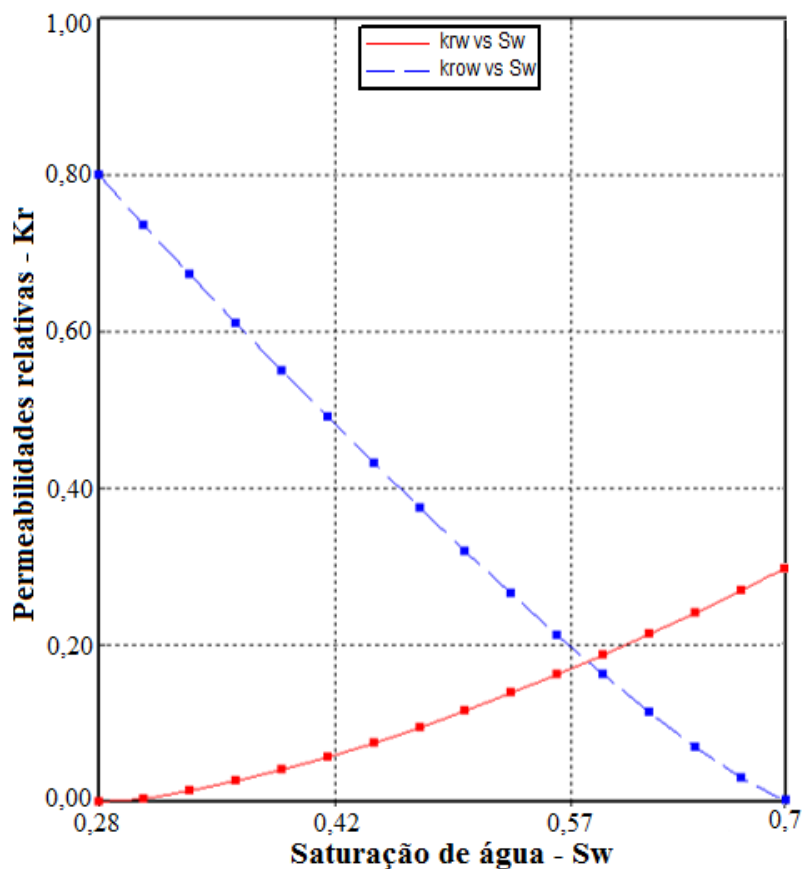


Figura 9: Permeabilidades relativas versus S_w

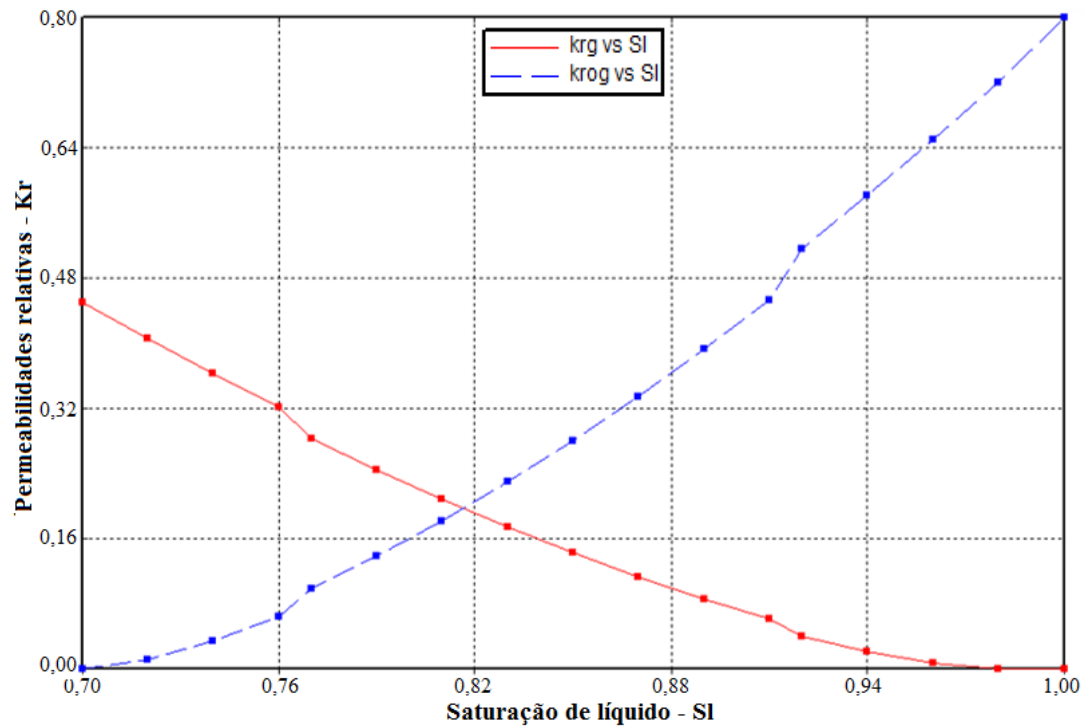


Figura 10: Permeabilidades relativas versus SI

Outra importante característica a ser observada é a viscosidade do óleo. Seu comportamento definirá a eficácia dos métodos térmicos na recuperação de óleos pesados, onde sua redução é o principal mecanismo de produção. A Figura 11 apresenta o comportamento da viscosidade do óleo em função da temperatura.

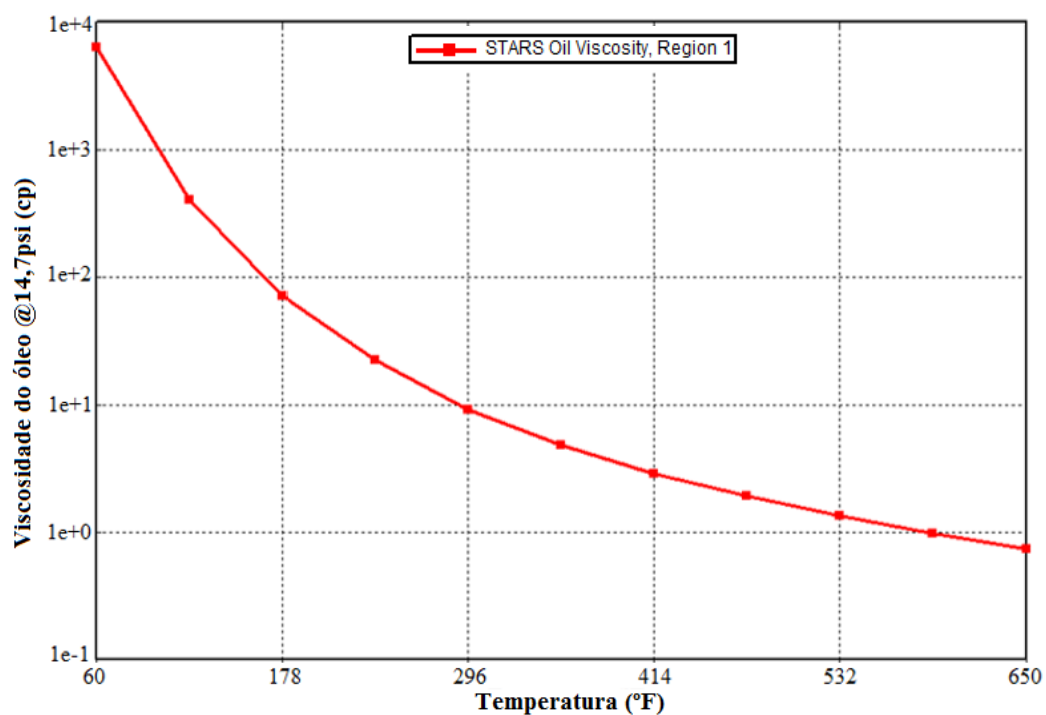


Figura 11: Viscosidade do óleo em função da Temperatura

4.3. Modelo físico

Para avaliação da produção foi usado um modelo físico tridimensional – protótipo do reservatório – baseado no sistema de coordenadas cartesianas (i, j, k), como mostra a Figura 12. O esquema de injeção do projeto foi o *five-spot* invertido, com quatro poços produtores e um injetor central por malha. No entanto, na simulação considerou-se $\frac{1}{4}$ da malha, 100m x 100m (Figura 13), devido à homogeneidade do modelo e admitindo, assim, que as outras porções da malha tiveram comportamento equivalente à analisada. A Figura 13 mostra a fração analisada.

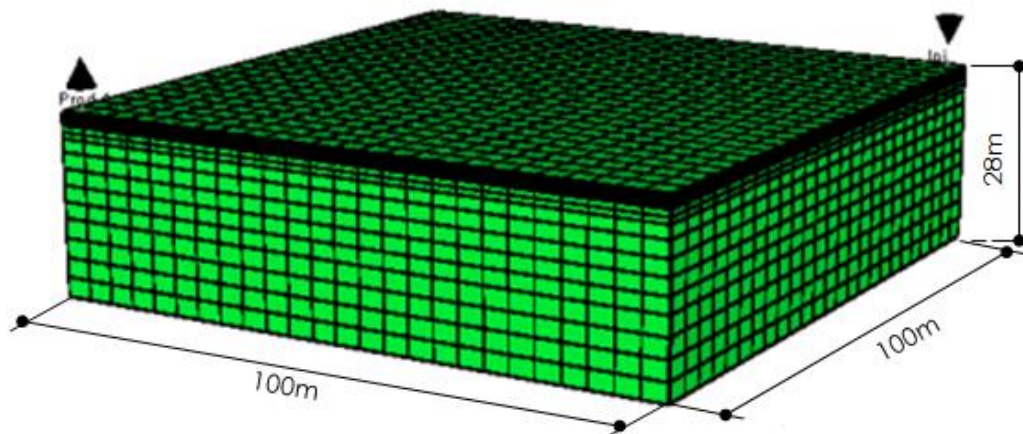


Figura 12: Modelo base tridimensional

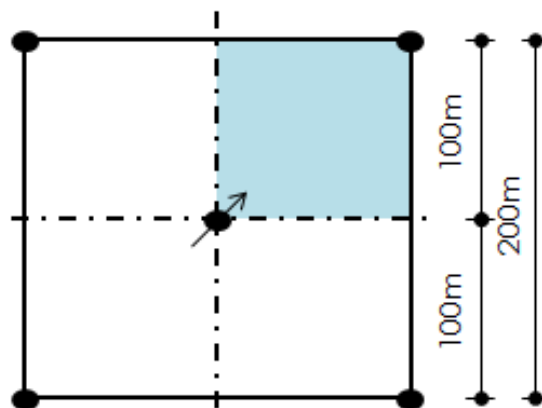


Figura 13: Modelo de Injeção

Mais detalhes do modelo base e parâmetros operacionais adotados na simulação são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Características físico-operacionais do modelo base

Dimensões (i, j, k) (m)		100x100x28
Modelo de injeção		¼ de <i>Five-spot</i> invertido
Espessura das camadas		
	1° a 4°	0,5m
	5° a 6^a	1,0m
	7°	2,0m
	8° a 11°	2,5m
	12° a 15°	3,0m
Número de blocos		9375
Distância entre poços		140m
Temperatura de Injeção		
	Vapor	550°F (288°C)
	Água fria	194° F (20°C)
	Água quente	68°F (90°C)
Vazão de injeção		
	Vapor	25t/d
	Água	25t/d
Título do vapor		0,5
Pressão máxima no poço injetor		7198 kPa
Pressão mínima no poço produtor		196,5 kPa
Intervalos de completação (Poços produtor e injetor)		5° a 12° camada (Zona de óleo ≈ 14m)
Tempo de projeto		15 anos

No refinamento dividiu-se o modelo em 25 blocos nas direções i e j, e em 15 camadas na direção k, explicitadas na Tabela 3. A porção superior teve as camadas mais refinadas por apresentar uma capa de gás, com o objetivo de acompanhar a segregação gravitacional e propagação do gás no topo do reservatório.

4.4. Estudo de viabilidade técnico-econômica

O estudo da viabilidade técnico-econômica na injeção de água alternativa ao vapor foi uma ferramenta auxiliar adotada para definir o melhor método de recuperação entre os casos estudados. A partir dos resultados das simulações, foram apontados os melhores entre eles em termos de produção acumulada de óleo, por exemplo, para então se conduzir um estudo econômico comparativo. Com isso pretende-se afirmar, através de maior rentabilidade, a eficácia do método sugerido.

As propostas em análise foram comparadas ponderando fatores como custo da injeção do vapor, aquecimento da água, tratamento da água produzida, entre outros. Os custos fixos – *Capex* – foram iguais para todos os casos. Como já comentado, o método de análise foi o VPL, que considerou os dados apresentados na Tabela 4.

Tabela 4: Fatores econômicos avaliados

Dados iniciais	Receita/Custo	
Aquisição do gerador (US\$/t)	1.500.000,00	Capex
Custo de perfuração e completção (US\$)	500.000,00	
Capacidade do gerador (t/dia)	500,00	
Eficiência volumétrica (%)	90,00	
Vazão injetada por gerador (t/dia)	6,25	
Custo de injeção de vapor (operação, manutenção) (US\$/ton)	10,00	
Custo da injeção de água fria (US\$/m³)	2,50	Opex
Custo da injeção de água quente (US\$/m³)	5,00	
Custo de tratamento e descarte da água produzida (US\$/m³)	6,00	
TMA (%)	15	
Barril (US\$/bblstd)	75	
Tempo de projeto (anos)	15	

Os fluxos de caixa de anuais foram calculados, então, segundo a Equação 13:

$$FC = I_o + R - C \quad (13)$$

Onde,

- FC = Fluxo de caixa (US\$)
- Io = Investimento inicial
 - Custo de aquisição da planta de vapor (US\$)
 - Custo de perfuração/completção do poço (US\$)
- R = Receitas
 - Preço da venda do barril (US\$)
- C = Custos
 - Injeção de vapor, ou água fria, ou água quente (US\$)
 - Tratamento e descarte da água (US\$)

Como investimento inicial, o preço atribuído ao gerador na Tabela 4 é referente a um equipamento que injeta em média 500 toneladas de vapor por dia, com eficiência de 90% (450t/d). Como a vazão de projeto é de 25t/dia, proporcionalmente será considerado

um custo de US\$ 317.500,00. Em relação aos custos na perfuração e completação dos poços, o modelo base analisa $\frac{1}{4}$ de *Five-spot* invertido: será, então, computado o valor referente a 0,25 do poço produtor mais 0,25 do poço injetor (relativo a $\frac{1}{4}$ da área), totalizando o US\$ 250.000,00 – custo de meio poço.

A diferença entre projetos está basicamente no valor do fluido injetado – US\$ 10,00 o m³ de vapor, US\$ 5,00 o m³ de água quente e US\$ 2,50 o m³ de água fria –, bem como no período relativo a injeção de cada um deles. Os volumes de água injetada e produzida (para estimativa do custo com tratamento da água), foram obtidos através de dados gerados pelo simulador. A análise econômica foi simplificada: não foram considerados, por exemplo, outros custos atrelados à elevação, tratamento e transporte do óleo. No entanto, realizou-se uma pesquisa de mercado para atualização de valores como o preço do barril, que foi cotado a US\$ 75,00/bblstd. O fluxo de caixa para cada projeto, descrito ano a ano, está apresentada no Apêndice A.

4.5. Metodologia do trabalho

O método de recuperação principal a ser comparado nesse estudo é a injeção contínua de vapor, analisado em um projeto durante sua vida útil de 15 anos. A partir deste, considerado o modelo base, foi proposta a interrupção na injeção de vapor, injetando então água fria ou quente da mesma locação do injetor de vapor. Num primeiro momento propôs-se a interrupção da injeção de vapor após cada ano de projeto, estudando a injeção de água fria (20°C), e em seguida, água aquecida a 90°C.

Depois de concluída a simulação, foram conduzidos estudos no *Results Graph* e *Results 3D*, ferramentas que permitiram fazer a análise gráfica das respostas. Essa análise se baseou nas curvas de produção acumulada de óleo (Np), e fator de recuperação (FR): razão entre a produção acumulada e o volume original de óleo, *original oil in place*. A partir das propostas mais atrativas (maiores valores de Np e FR), foram selecionados alguns modelos para serem comparados à injeção contínua de vapor através de mapas 3D de algumas propriedades como saturação de óleo, de água e temperatura.

Selecionadas as melhores alternativas de FR e Np, foi conduzido o estudo de viabilidade técnico-econômica entre algumas delas para confirmar se o projeto mais atrativo sob aspectos econômicos seria o mesmo escolhido considerando a recuperação de óleo.

Resultados e Discussões

05

*ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE
APÓS O VAPOR NA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS
PESADOS DO NORDESTE BRASILEIRO*

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos no estudo e seu embasamento gráfico. O primeiro passo avaliativo foi comparar a recuperação primária à injeção contínua de vapor durante 15 anos – projeto considerado o modelo base. Confirmado o caso com melhores FR e Np, foram estudados os resultados em 3D para entender a interação entre os fluidos no reservatório e em que aspectos a água otimiza o processo.

5.1. Injeção contínua de vapor

De acordo com a Figura 14, o uso de um método térmico de recuperação conduziu a um aumento de 297% na produção acumulada de óleo em detrimento à recuperação primária – injetando vapor, no 15º foram produzidos 16.764m³ de óleo contra os 5.971m³ resultantes da produção natural. Confirmando o resultado, a Figura 15 mostra o acréscimo de 30 pontos percentuais no fator de recuperação: com a injeção do vapor, foi atingido um FR de 45%, valor esperado segundo a literatura.

O comportamento do vapor no meio poroso foi avaliado através de mapas de saturação de óleo e temperatura, Figura 16 e Figura 17, respectivamente.

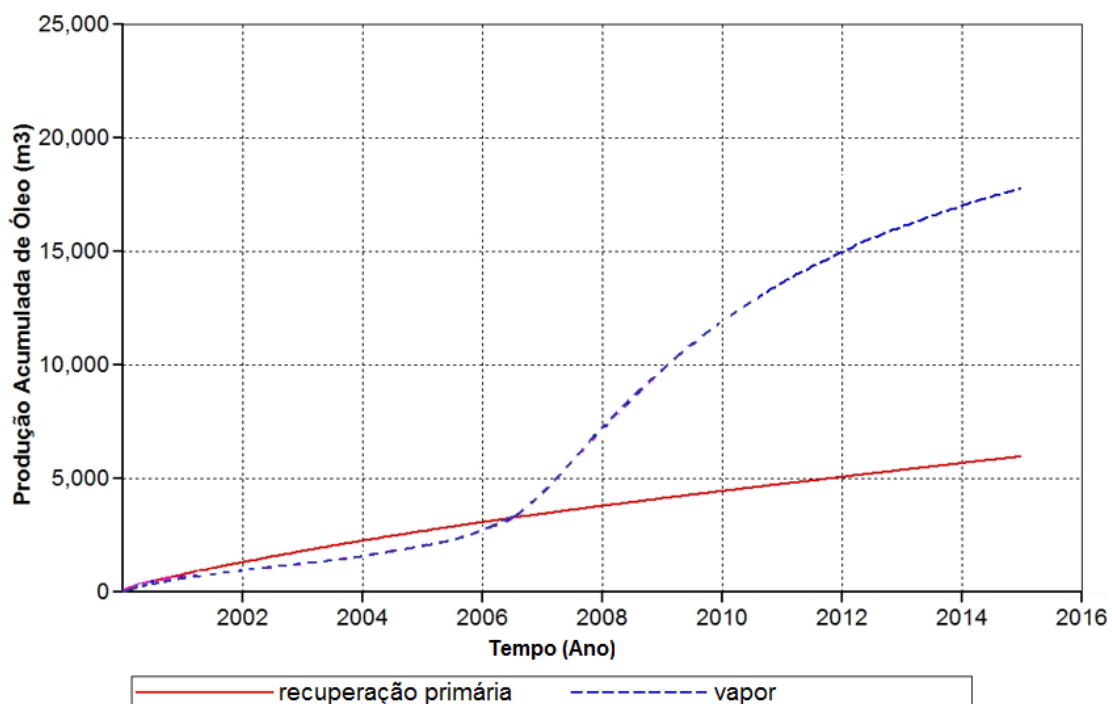


Figura 14: Np do modelo base x recuperação primária

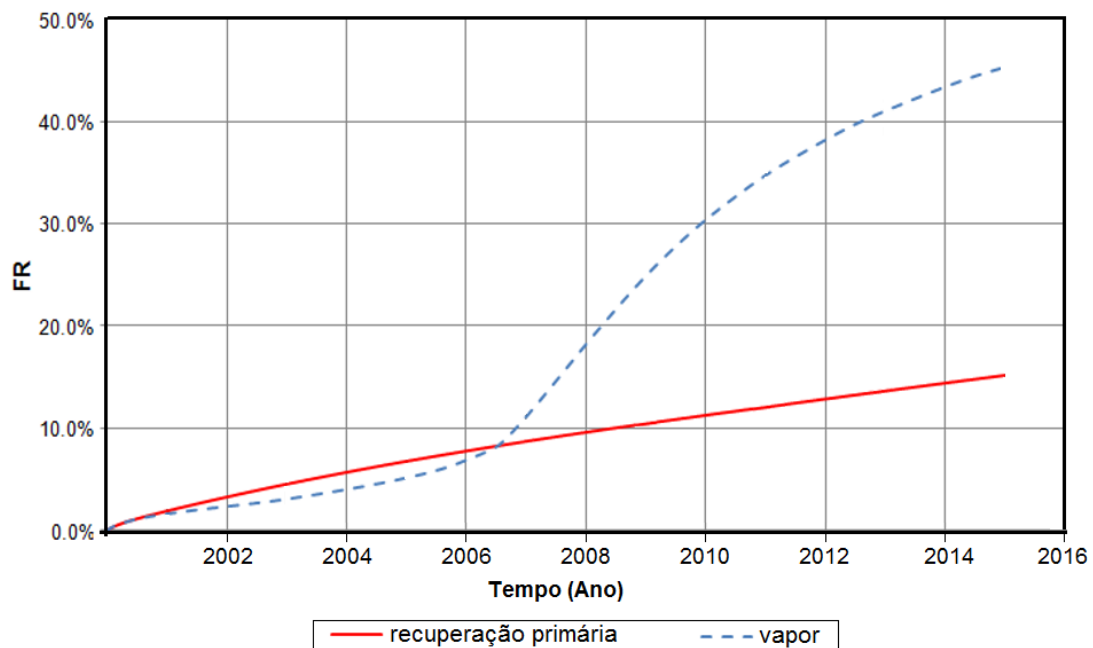


Figura 15: FR do modelo base x recuperação primária

A saturação de óleo, na Figura 16, constata a boa eficiência de varrido do vapor na retirada do óleo do reservatório, mostrando que ao final da injeção praticamente não há óleo residual. No entanto, o decorrer do projeto indica que a movimentação dos fluidos produzidos se deu basicamente na parte de cima do meio poroso – o que é confirmado na figura seguinte.

De acordo com os mapas de temperatura (Figura 17), pode-se observar que à medida que o vapor se desloca – regiões mais aquecidas –, por ser um fluido leve, tende a se concentrar nas porções superiores do reservatório. Devido a esse fenômeno, recorrente entre fluidos de diferentes densidades e conhecido como segregação gravitacional, ocorre um avanço não uniforme da frente de vapor, fazendo com que a eficiência de varrido não seja tão alta quanto esperada. Confirmando ainda nos mapas de temperatura, observa-se que parte de baixo do reservatório não se aqueceu tanto quanto a frente, podendo indicar óleo com mobilidade reduzida e potencial para ainda ser extraído. Dito isto, espera-se que a água, como líquido mais denso, atinja a região não varrida e empurre o óleo retido na porção inferior do volume poroso, objeto estudado nos tópicos subsequentes.

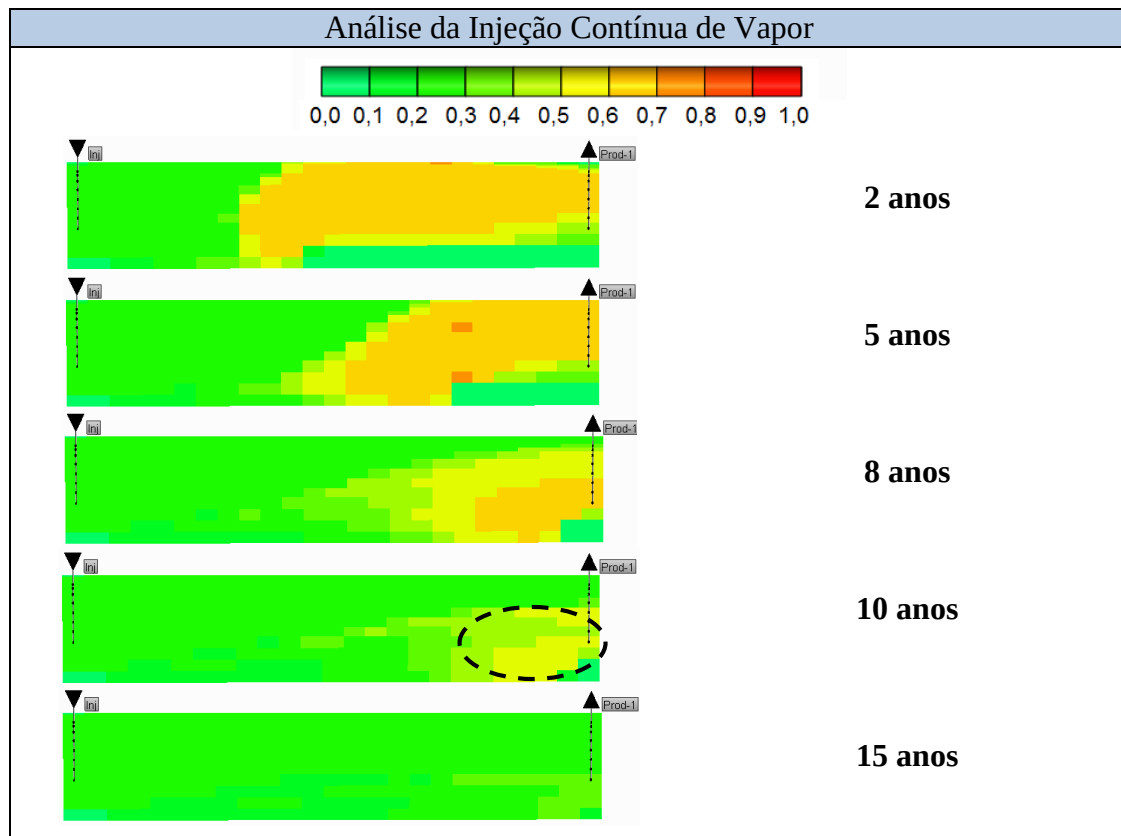


Figura 16: Mapas de Saturação de Óleo em função do tempo

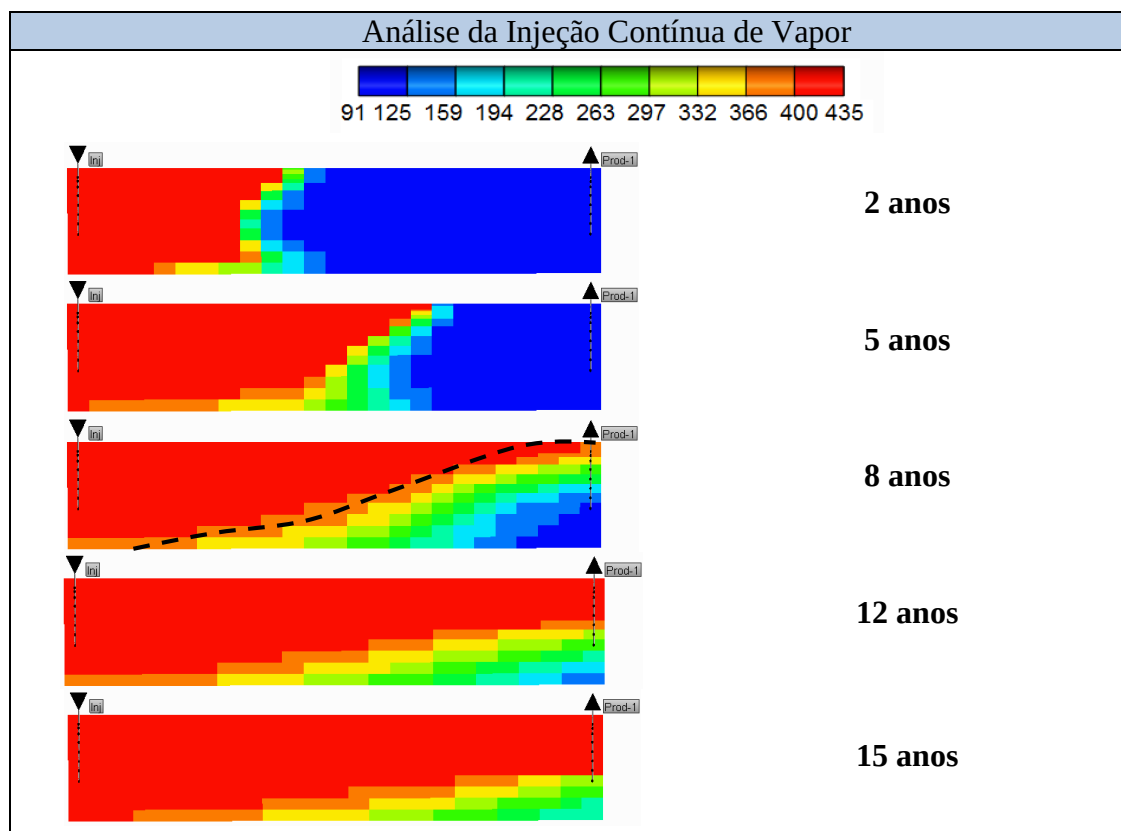


Figura 17: Mapas de Temperatura em função do tempo

5.2. Análise da injeção de água fria após o vapor

As propostas de otimização na injeção do vapor foram primeiramente simuladas com água fria, a 20°C. Para isso, foi sugerida a interrupção do vapor após cada ano durante toda vida útil do projeto (15 anos). Com os gráficos de Np e FR, apontaram-se os melhores resultados após a parada do vapor, indicados nas figuras a seguir.

As curvas de Np e FR nas Figura 18 e Figura 19 apresentam comportamentos semelhantes e ambas mostram que com a injeção de água fria nos últimos anos do projeto se obtém resultados mais eficientes. Na Figura 18 vê-se que interrompendo o uso do vapor no oitavo ano, por exemplo, já se alcança uma produção acumulada de aproximadamente 3000 barris a mais no final da recuperação.

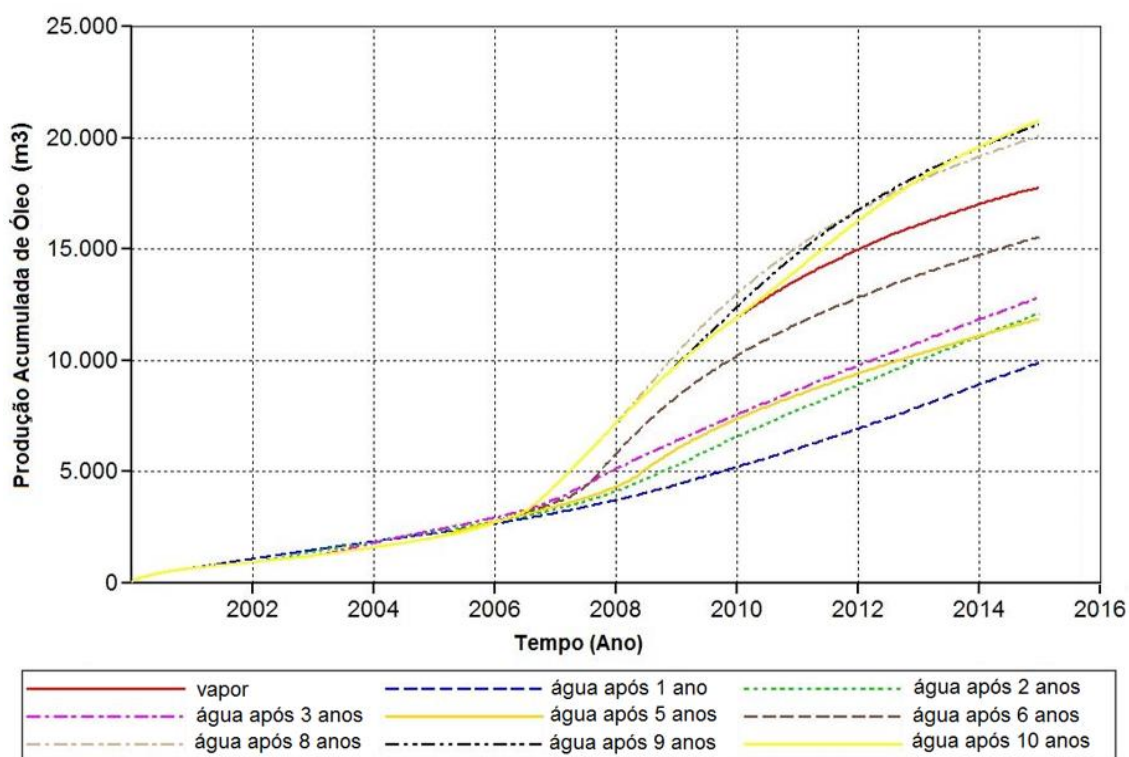


Figura 18: Np injetando água fria após o vapor

E, como mostra também a Figura 19, tais alterações resultaram em um aumento de até 8 pontos percentuais no fator de recuperação – resposta do eleito melhor projeto: injeção de vapor durante 10 anos, seguidos de 5 anos de injeção de água fria (10+5). Esse caso foi usado como referência para análise de mapas de saturação de água (Figura 20), que confirmam o caminho feito pelo líquido mais denso, varrendo a porção inferior do reservatório e aumentando a produção em mais de 17%.

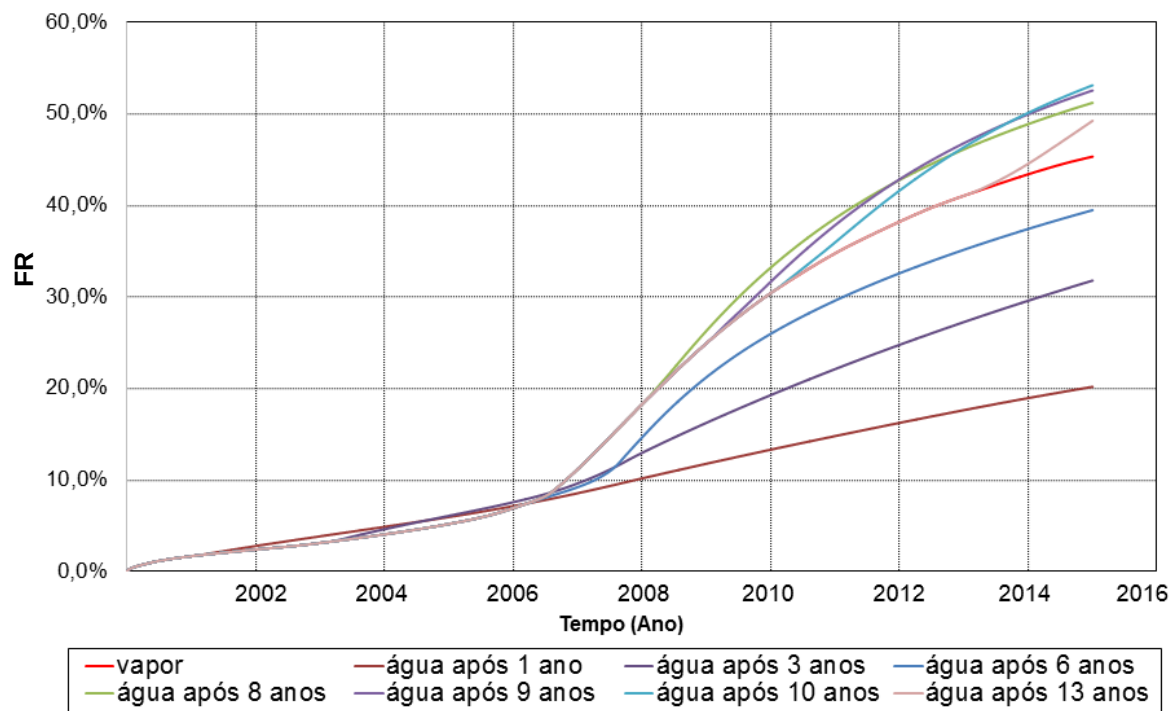


Figura 19: FR injetando água fria após o vapor

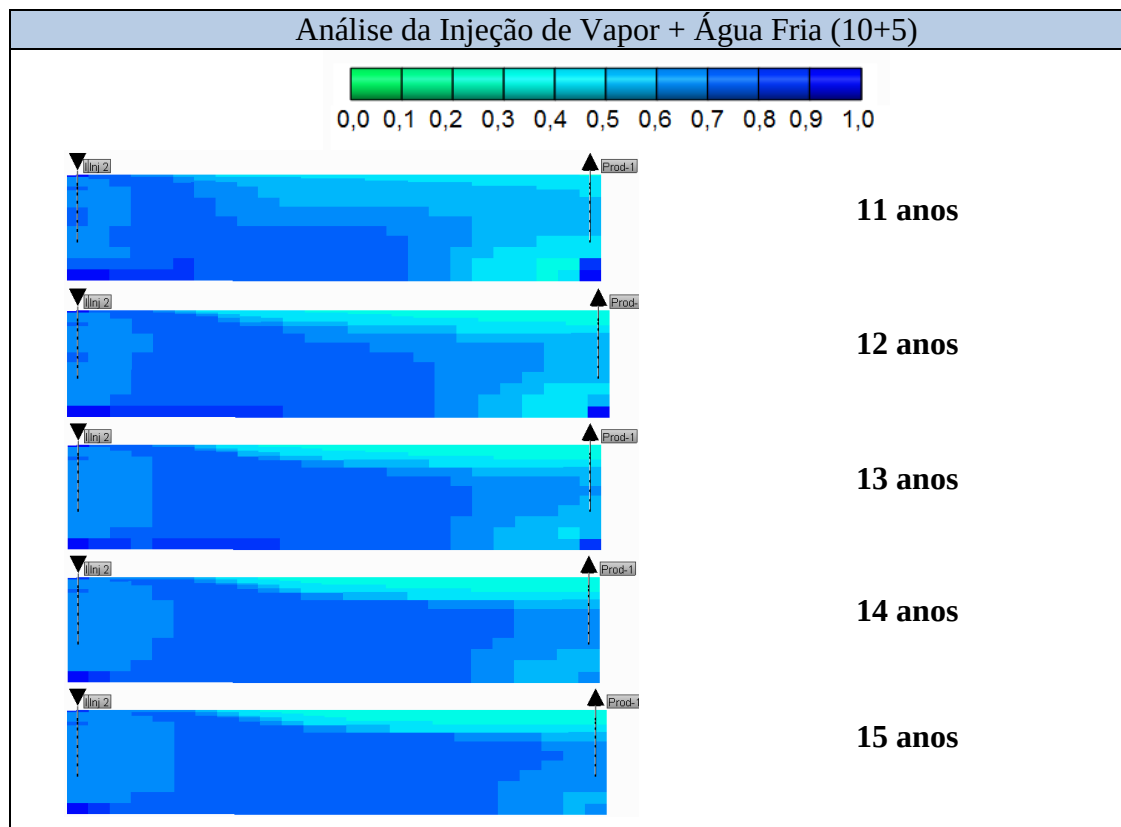


Figura 20: Mapas de Saturação de Água em função do tempo

5.3. Análise da injeção de água quente após o vapor

Com o objetivo de majorar a recuperação diminuindo a queda de temperatura entre a frente de vapor e a água, foram simulados os mesmos casos anteriores, interrompendo a injeção de vapor após cada ano, para então injetar a água – agora aquecida a 90°C.

Analisando a Figura 21 e Figura 22 observou-se que o comportamento da água quente é muito semelhante à água fria. A Figura 21 assegura, mostrando que os melhores casos são aqueles onde se injeta água após o sétimo ano de projeto, onde maior parte do óleo já tinha sido deslocado pelo vapor. Como melhor resultado, foi atingido o mesmo aumento de 17% na produção acumulada de óleo em relação à injeção contínua de vapor.

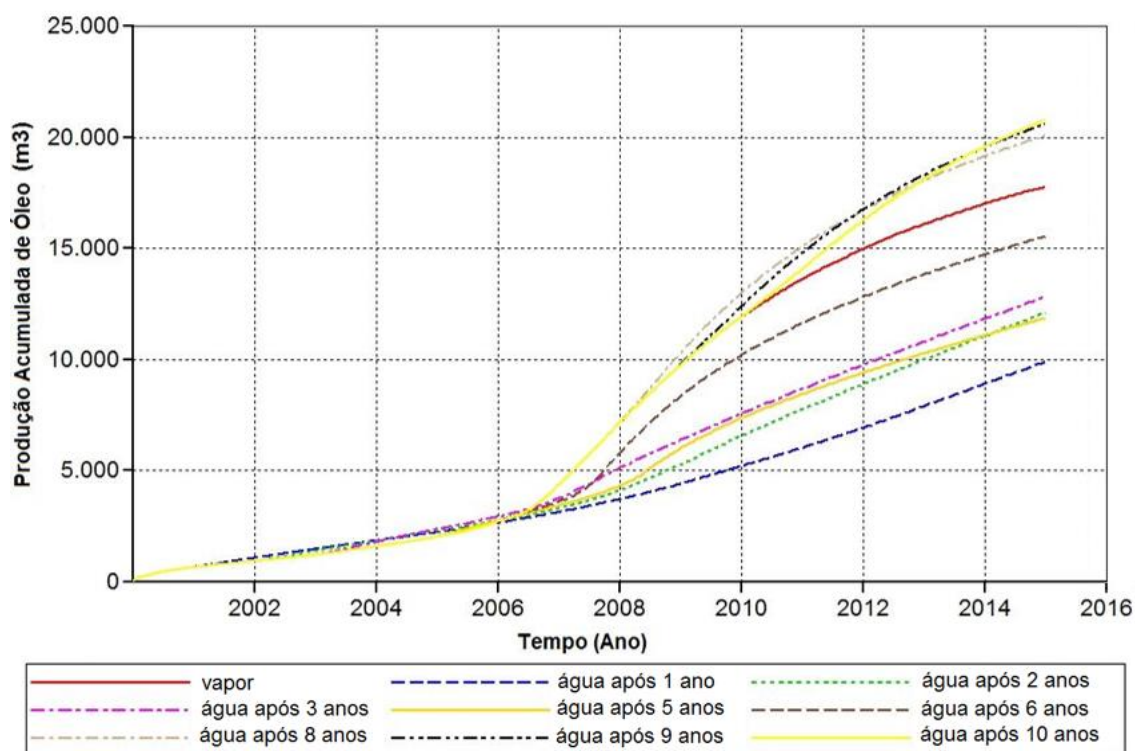


Figura 21: Np injetando água quente após o vapor

A Figura 22 indica que o maior o maior FR alcançado manteve-se o referente à injeção de água quente durante 5 anos após 10 anos de injeção de vapor. E quando comparado à água fria, ainda houve uma queda de 0,1%, segundo a planilha com os dados da produção. Os mapas de saturação de água mostrados na Figura 23 afirmam que o comportamento da água seguiu o mesmo processo.

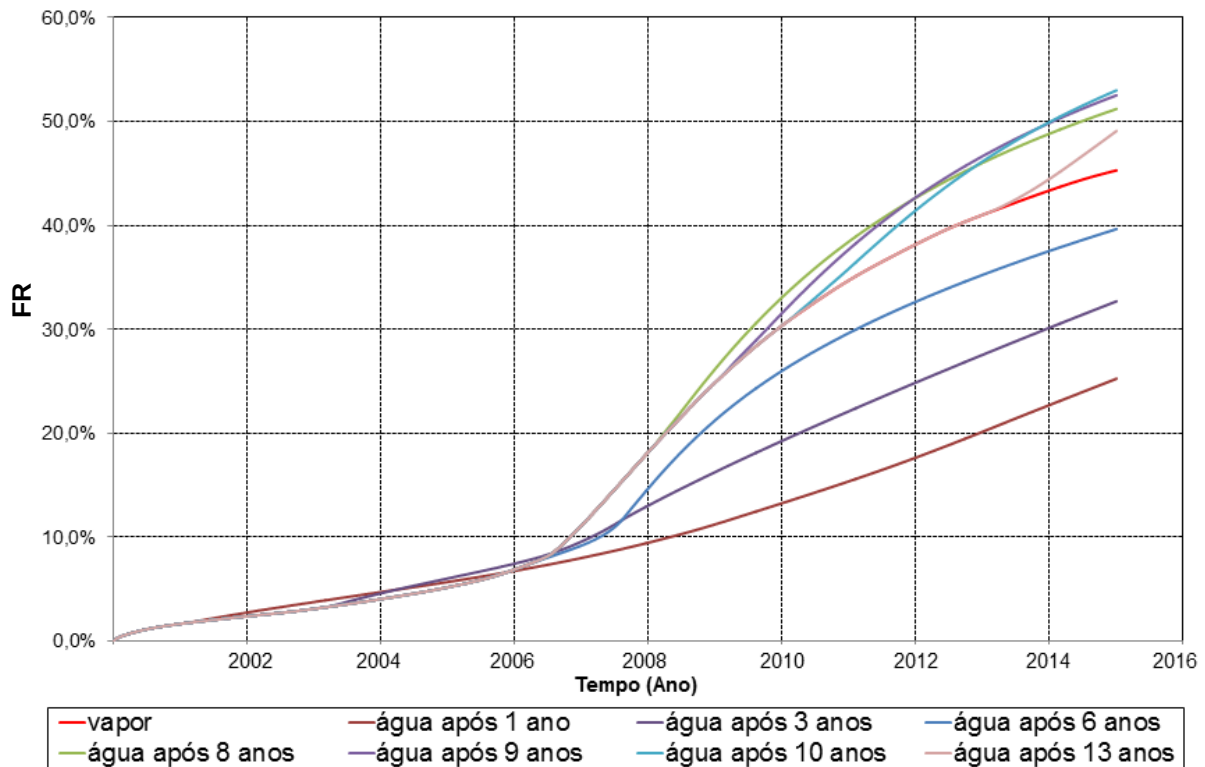


Figura 22: FR injetando água quente

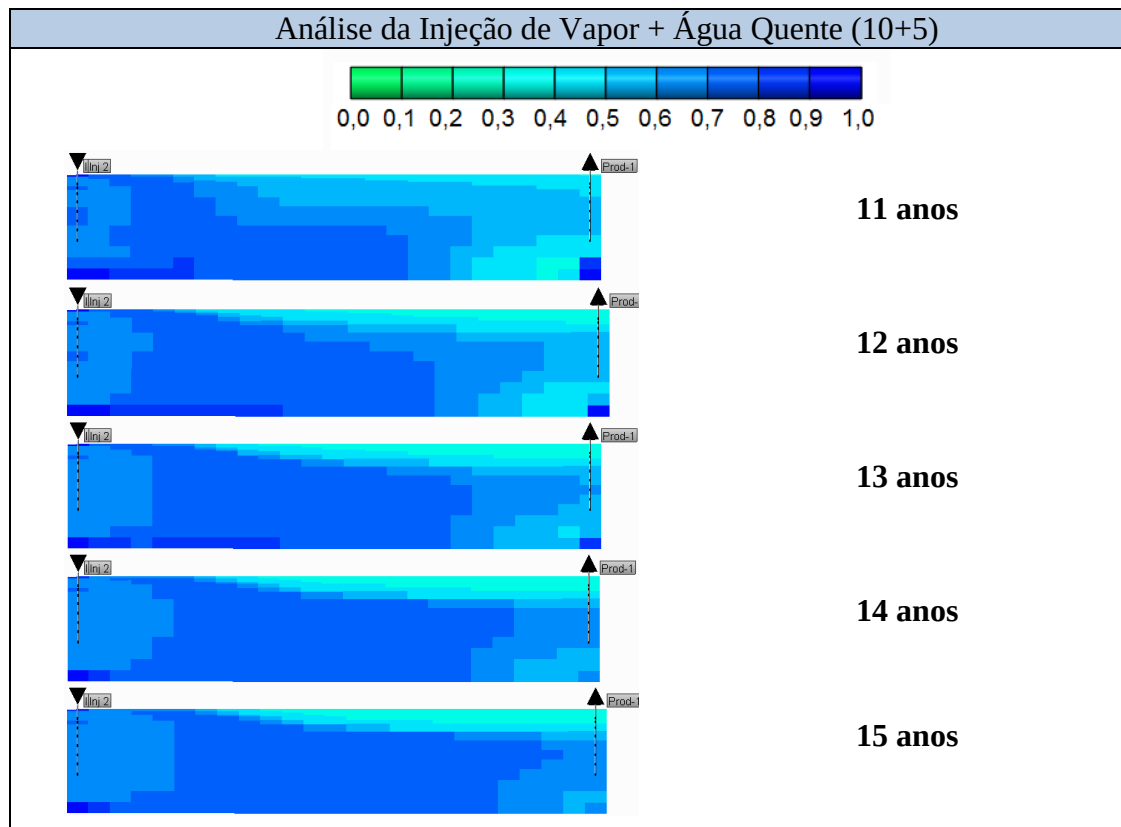


Figura 23: Mapas de Saturação de Água em função do tempo

5.4. Análise comparativa entre injeção de água quente e água fria após o vapor

As respostas dos casos simulados com água fria e água quente foram muito semelhantes, e por sua vez melhores que a injeção contínua de vapor. Conforme mostra a Figura 24, a produção acumulada de óleo aumenta a partir da mudança do fluido injetado. A água atuou mecanicamente empurrando o óleo e independente da temperatura da usada na injeção, o resultado obtido no final do processo é o mesmo.

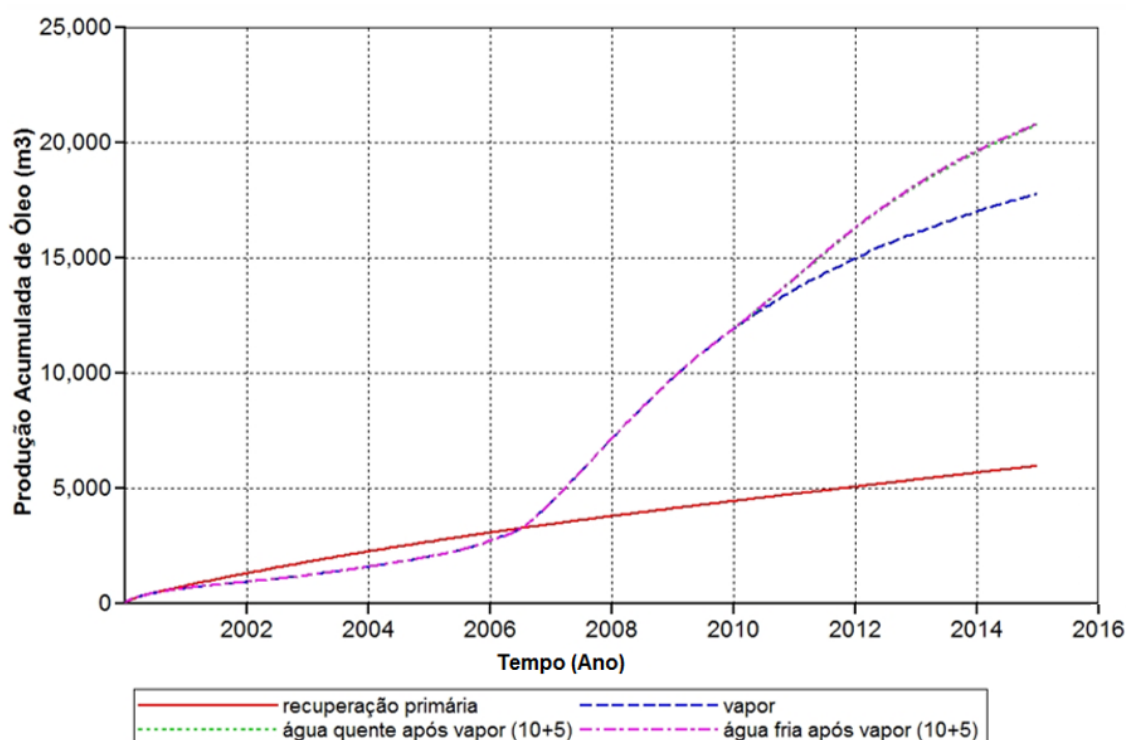


Figura 24: Np comparativo entre os métodos de recuperação

A Figura 25 afirma o resultado da produção acumulada, mostrando o benefício da injeção de água alternada ao vapor, mas constatando que não houve alteração substituindo água fria por água quente. De acordo com os mapas comparativos da temperatura mostrados na Figura 26, a água aquecida manteve a temperatura mais alta na região mais próxima ao poço injetor. No entanto, na extensão do reservatório e arredores do poço produtor, o vapor não manteve sua frente aquecida devido a água quente, fator que se associado ao custo do aquecimento da água, justifica a desvantagem da injeção de água quente alternada ao vapor.

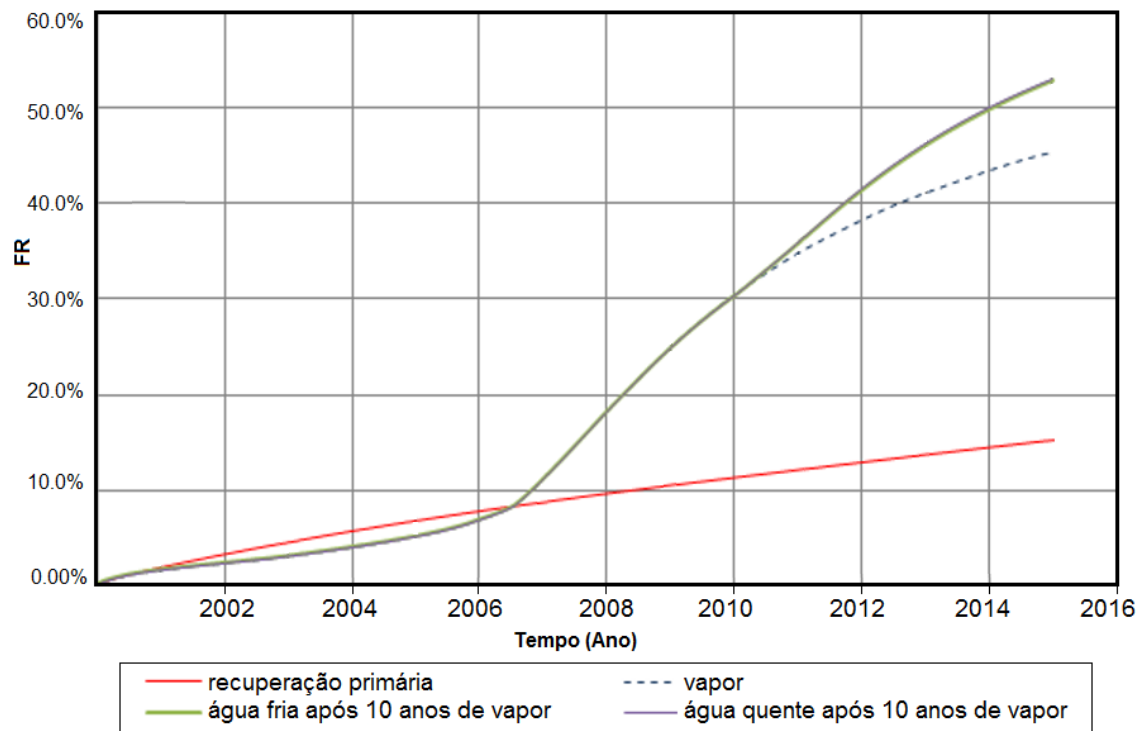


Figura 25: FR comparativo entre os métodos de recuperação

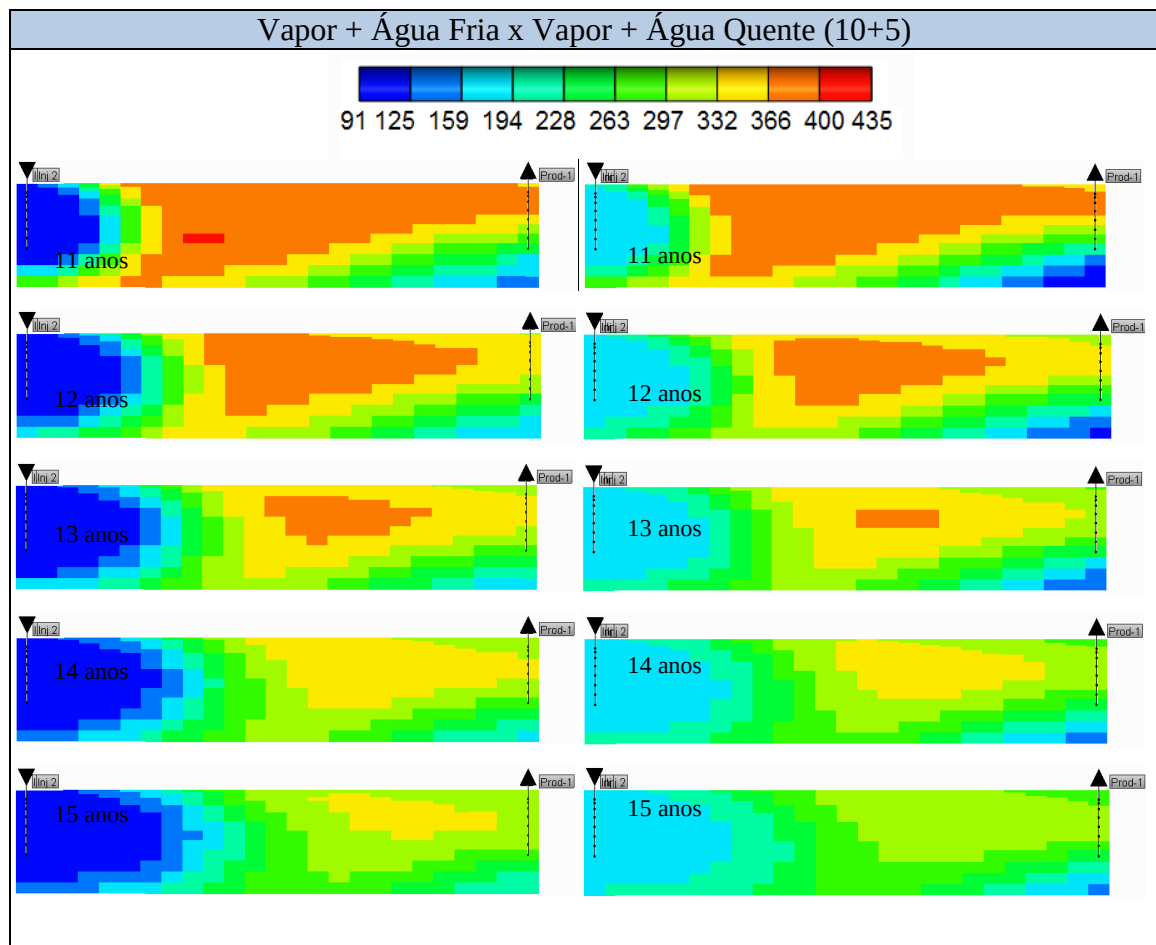


Figura 26: Comparativo entre Mapas de Temperatura em função do tempo

5.5. Análise de viabilidade técnico-econômica

Como os casos apresentados mostraram resultados muito semelhantes, para atestar se a proposta mais eficiente em termos de Np e FR é também a mais atrativa economicamente, esta seção propõe a análise de viabilidade técnico-econômica dos melhores resultados entre água, quente ou fria, alternada ao vapor, e somente vapor.

Para isso, foram considerados os projetos injetando água a partir de 10 (melhor resposta), 9, 8 e 7 anos: que apresentaram produção menor, mas parecida, o que pode ser compensado pela redução antecipada da injeção de vapor (alto custo). Sob a mesma justificativa, não foram analisados os projetos parando o vapor aos 11 e 12 anos, pois além da produção ser menor, haveria maior custo atrelado a mais um ano injetando vapor, inviabilizando-os.

A Tabela 5 mostra os valores do VPL obtidos com as melhores propostas de injeção de água alternada ao vapor. O número que acompanha o nome V indica a quantidade de anos de injeção de vapor, e o mesmo se aplica à AF e AQ, sendo o período injetando água fria ou quente, respectivamente. Em todos os casos o VPL máximo foi atingido no final do projeto, e o melhor deles foi o V8 + AF7, que atingiu US\$ 1.746.557,26, seguido por V9 + AF6, com US\$ 1.742.067,15. Comparado à injeção contínua de vapor, com VPL de US\$ 1.412.043,58, o melhor caso exibiu um ganho financeiro de 23,7%.

A Tabela 5 apresenta os resultados de Np, FR e VPL máximo entre os projetos de injeção contínua e injeção alternada de vapor e água fria e quente.

Tabela 5: Resultados comparativos entre vapor e água fria/quente alternando vapor

Nº	Caso	Np (m³std)	FR (%)	VPL máx (US\$)	Ganho US\$
01	Vapor	17.764,62	45,31	1.412.043,58	---
02	V 7 + AF 8	19.257,83	49,12	1.727.971,48 (3º)	22,4%
03	V 8 + AF 7	20.070,65	51,19	1.746.557,26 (1º)	23,7%
04	V 9 + AF 6	20.596,23	52,53	1.742.067,15 (2º)	23,4%
05	V 10 + AF 5	20.818,78	53,09	1.714.005,02	21,4%
06	V 7+ AQ 8	19.308,96	49,24	1.692.025,70	19,8%
07	V 8+ AQ 7	20.081,95	51,22	1.714.546,83	21,4%
08	V 9+ AQ 6	20.595,79	52,53	1.715.891,46	21,5%
09	V 10 + AQ 5	20.782,6	53,01	1.691.225,60	19,8%

A Figura 27 exibe a diferença gráfica entre os VPL's da injeção contínua de vapor e dos melhores casos injetando água fria e água quente. Como já visto na Tabela 5, os resultados foram muito semelhantes, e como também constatado, não houve benefício no aquecimento da água. A redução antecipada do vapor, assim, mesmo com a produção um pouco menor pode compensar economicamente o projeto. Isso está indicado nas três melhores propostas, que são aquelas onde se injeta água fria, e interrompem o vapor antes do tempo considerado ótimo para a produção.

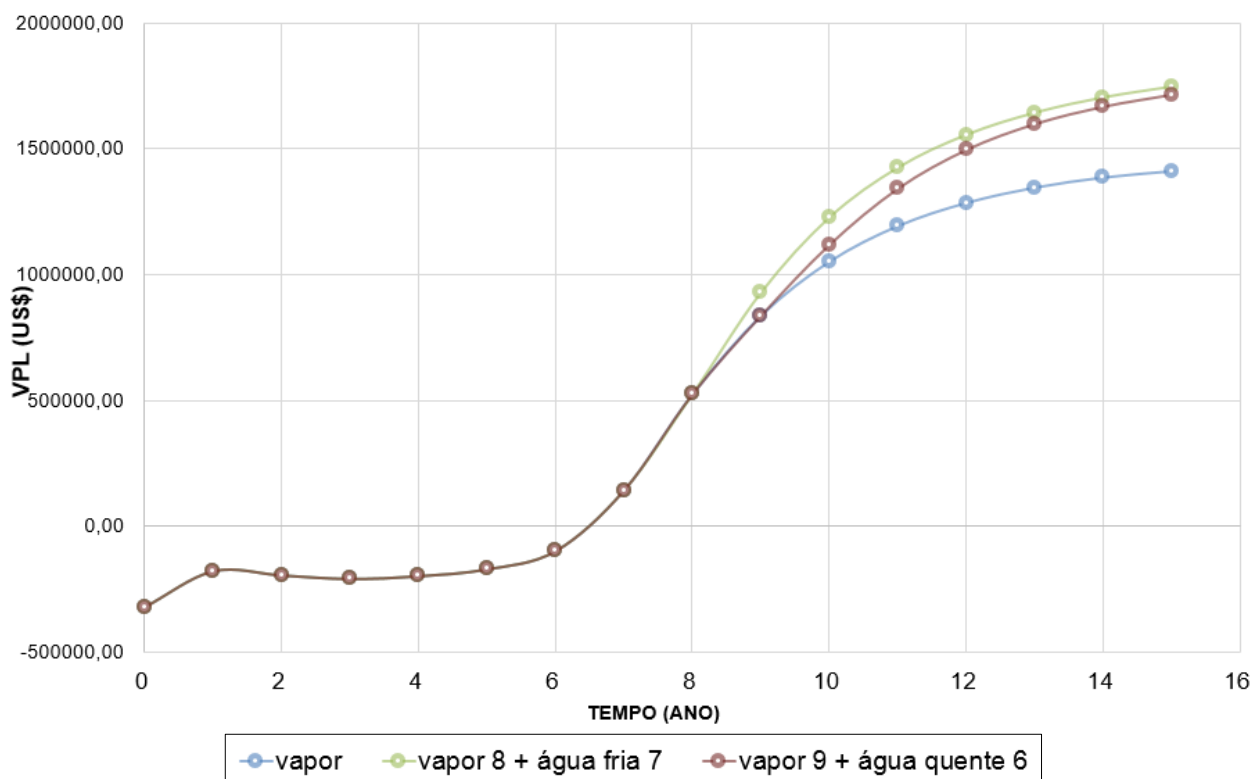


Figura 27: VPL em função do tempo - melhores resultados de vapor seguido por água fria e quente

Conclusões e Recomendações

06

*ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE
APÓS O VAPOR NA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS
PESADOS DO NORDESTE BRASILEIRO*

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste capítulo são compilados os resultados e conclusões mais importantes do estudo, seguido de recomendações para trabalhos futuros.

- A injeção contínua de vapor, que atingiu fator de recuperação de 45%, majorou em aproximadamente 200% a recuperação de óleo quando comparado aos 15% da recuperação primária;
- Na leitura dos mapas de temperatura observou-se que apesar da eficiência, devido à segregação gravitacional o vapor percorre a porção superior do reservatório e não aquece a base já próxima ao poço produtor, mantendo uma região não varrida;
- Com a injeção de água após o vapor a produção final se apresentou melhor que a injeção contínua de vapor. Usando a água a partir dos sete anos de projetos já foi observado acréscimo na produção, mas injetando-a a partir do décimo ano foi o caso que obteve maior fator de recuperação, de 53%, aumentando oito pontos percentuais em relação ao vapor sozinho;
- A partir dos mapas de saturação de água notou-se que ela, por ser um líquido mais denso, atuou na base do reservatório, região deficitária do vapor;
- Os mapas de temperatura mostraram que mesmo com a injeção de água quente não houve mudança na temperatura à frente da frente de injeção, justificando o comportamento similar à água fria, pois o maior fator de recuperação obtido com o aquecimento foi de 53%;
- A análise econômica mostrou que a proposta com maior rentabilidade foi a de injeção de vapor durante 8 anos alternando com água fria durante 7 anos, pois mostrou produção muito próxima à do melhor caso, e injetou vapor 2 anos a menos, reduzindo os custos.
- Foi confirmado o não benefício do aquecimento da água e a vantagem da redução no tempo de injeção de vapor em aspectos econômicos.

6.1. Recomendações

- Estudar a injeção de água junto ao vapor em reservatórios inclinados onde favoreçam a injeção de água;
- Analisar a injeção de água após o vapor em reservatórios heterogêneos;
- Fazer uma análise técnica e econômica da injeção de vapor com redução de vazão para o reservatório estudado neste trabalho, comparando com os resultados obtidos com a injeção de vapor e água;
- Fazer uma análise técnica e econômica da injeção de vapor com redução de título durante o projeto para o reservatório estudado neste trabalho;
- Analisar a injeção de água após o vapor em reservatórios que contenham aquífero;
- Ampliar o estudo da água como fluido alternativo ao vapor para diferentes esquemas de injeção, buscando maximizar os benefícios da injeção de água.

Referências

07

*ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE
APÓS O VAPOR NA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS
PESADOS DO NORDESTE BRASILEIRO*

7. REFERÊNCIAS

AIUBE, F. A. L.; BAIDYA, T. K. N.; FERRAZ, R. S. B. Análise de Projeto na Indústria de Petróleo sob Condições de Incerteza. In: XXVII Encontro Nacional de Engenharia de Produção, 2007, Foz do Iguaçu. **Anais eletrônicos...** Disponível em: <www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2007_tr590446_9155.pdf> Acesso em ago. 2014.

ALAJMI, Abdullah F.; ALGHARAIB, Meshal; GHARBI, Ridha. **Experimental evaluation of oil recovery by hot water injection in a Middle Eastern reservoir.** Society of Petroleum Engineers, SPE Middle East Oil & Gas conference, Bahrain. SPE 120089; mar. 2009.

ALBOUDWAREJ, H.; FELIX, J.; TAYLOR, S. **Highlighting heavy oil.** Oilfield review. p.34-35, Junho de 2006. Disponível em <http://slb.com>. Acesso em mai. 2014.

ANP. **Produção de petróleo, segundo regiões geográficas, países e blocos econômicos – 2004-2013.** Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2014. Disponível em: <<http://anp.gov.br/?pg=71479&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1407528353673>>. Acesso em mai. 2014.

AULT J. W.; JOHNSON, W.M.; KAMILOS G. N. **Conversion of mature steamfloods to low-quality steam and/or hot-water injection projects.** Society of Petroleum Engineers, California Regional Meeting, Bakersfield, CA – USA. SPE 13604; mar. 1985.

BAIN&CO. **Desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás e investimentos em E&P122.** Estudos de Alternativas Regulatórias, Institucionais e Financeiras para a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e para o Desenvolvimento Industrial da Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás Natural no Brasil. p. 116-120. São Paulo: 26 Jun 2009. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/RelConsol.pdf> Acesso em mai. 2014.

DE FRANCISCO, S. T.; STANFORD, S. J.; HONG, K. C. **Utilizing WASP and hot waterflood to maximize de value of a thermally mature steam drive in the West Coalinga Field.** Society of Petroleum Engineers, Western Regional Meeting, Bakersfield, CA – USA. SPE 29665, mar. 1995.

DORNAL, R. G. **Hot waterflood in a post-steamflood reservoir:** a case history in the Kern River Field, California. Society of Petroleum Engineers, California Regional Meeting, Bakersfield, CA – USA. SPE 20050; abr. 1990.

F. F. CRAIG Jr.: **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding.** Monograph Volume 3. SPE, 1993. ISBN 0-89520-202-6.

F. Torabi, A. Qazvini Firouz, M. Crockett, S. Emmons. **Feasibility study of hot waterflooding technique to enhance heavy oil recovery:** investigation of the effect of well spacing, horizontal well configuration and injection parameters. Society of

Petroleum Engineers, SPE Heavy Oil Conference, Calgary, Alberta – Canada. SPE 157856: junho 2012.

GALVÃO, Edney Rafael Viana Pinheiro. **Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em Reservatórios de Óleo Pesado**. 2008. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal-RN, Brasil.

GREEN, D.W.; WILLHITE, G.P.: Enhanced Oil Recovery. SPE textbook series, vol.6, 2003, ISBN 1-55563-077-4.

HONG, K. C. **Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery**. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company, 1994.

L. P. DAKE: **Fundamentals of Reservoir Engineering**. Elsevier, 2001. ISBN 0-444-41830-X.

NAVIEIRA, L. P. **Simulação de Reservatórios de Petróleo Utilizando o Método de Elementos Finitos para a Recuperação de Campos Maduros e Marginais**. 2007. 100f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Programa de Pós Graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COOPE, Rio de Janeiro.

OIL MARKET REPORT. International Energy Agency. **Top 10 Consumers**. p. 11. 11 Dez. 2013. Disponível em: < <http://www.oilmarketreport.org/> > Acesso em fev. 2014.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe. **Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor**. 2008. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal-RN, Brasil.

_____. **Análise de Viabilidade de um Fluido Alternativo ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado**. 2012. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal-RN, Brasil.

ROSA, A. J. R. S. CARVALHO e J. A. D. XAVIER: **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SOLA, S.; RACHIDI, F. **Feasibility Experimental investigation of Steam/Methan Flooding in a heavy oil reservoir**. Society of petroleum engineers – 91968: nov. 2004

SUFI, A. H. **A Method of Alternating Steam and Water Injection for Recovering Heavy Oils**. Society of Petroleum Engineers - 20246: Abril, 1990

THOMAS, J. E. (org). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2 ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.

Apêndice

08

*ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE
APÓS O VAPOR NA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS
PESADOS DO NORDESTE BRASILEIRO*

APÊNDICE A: Análise Econômica

1) Dados de Injeção e Produção

LEGENDA

	água fria
	água quente

	Ano	vapor	7+8	8+7	9+6	10+5	7+8	8+7	9+6	10+5
		ΔProdução (m³)	ΔProdução (m³)	ΔProdução (m³)	ΔProdução (m³)	ΔProdução (m³)	ΔProdução (m³)	ΔProdução (m³)	ΔProdução (m³)	ΔProdução (m³)
PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO	1	656,92	656,92	656,92	656,92	656,92	656,92	656,92	656,92	656,92
	2	282,77	282,77	282,77	282,77	282,77	282,77	282,77	282,77	282,77
	3	283,51	283,51	283,51	283,51	283,51	283,51	283,51	283,51	283,51
	4	368,05	368,05	368,05	368,05	368,05	368,05	368,05	368,05	368,05
	5	443,89	443,89	443,89	443,89	443,89	443,89	443,89	443,89	443,89
	6	678,71	678,71	678,71	678,71	678,71	678,71	678,71	678,71	678,71
	7	1661,78	1661,78	1661,78	1661,78	1661,78	1661,78	1661,78	1661,78	1661,78
	8	2773,95	3463,06	2773,95	2773,95	2773,95	3452,41	2773,95	2773,95	2773,95
	9	2619,40	3057,95	3148,94	2619,40	2619,40	3051,43	3136,87	2619,40	2619,40
	10	2147,74	2295,98	2711,08	2633,91	2147,74	2293,78	2694,96	2619,68	2147,74
	11	1704,57	1741,51	2108,27	2424,01	2173,29	1749,18	2103,99	2406,75	2153,43
	12	1355,45	1374,64	1642,00	1962,40	2216,74	1387,96	1647,90	1955,52	2192,01
	13	1112,10	1133,16	1314,17	1549,06	1856,07	1150,70	1321,33	1553,99	1847,41
	14	919,73	968,22	1082,57	1239,43	1476,83	983,14	1095,46	1252,17	1481,53
	15	756,04	847,68	914,03	1018,43	1179,14	864,73	931,87	1038,71	1191,50

	Ano	vapor	7+8	8+7	9+6	10+5	7+8	8+7	9+6	10+5
		ΔProdução (bbl)	ΔProdução (bbl)	ΔProdução (bbl)	ΔProdução (bbl)	ΔProdução (bbl)	ΔProdução (bbl)	ΔProdução (bbl)	ΔProdução (bbl)	ΔProdução (bbl)
PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO	1	4131,90	4131,90	4131,90	4131,90	4131,90	4131,90	4131,90	4131,90	4131,90
	2	1778,59	1778,59	1778,59	1778,59	1778,59	1778,59	1778,59	1778,59	1778,59
	3	1783,20	1783,20	1783,20	1783,20	1783,20	1783,20	1783,20	1783,20	1783,20
	4	2314,99	2314,99	2314,99	2314,99	2314,99	2314,99	2314,99	2314,99	2314,99
	5	2791,99	2791,99	2791,99	2791,99	2791,99	2791,99	2791,99	2791,99	2791,99
	6	4268,93	4268,93	4268,93	4268,93	4268,93	4268,93	4268,93	4268,93	4268,93
	7	10452,26	10452,26	10452,26	10452,26	10452,26	10452,26	10452,26	10452,26	10452,26
	8	17447,61	21781,98	17447,61	17447,61	17447,61	21715,01	17447,61	17447,61	17447,61
	9	16475,56	19233,91	19806,26	16475,56	16475,56	19192,91	19730,31	16475,56	16475,56
	10	13508,85	14441,31	17052,18	16566,82	13508,85	14427,45	16950,76	16477,26	13508,85
	11	10721,45	10953,79	13260,61	15246,56	13669,60	11002,00	13233,69	15138,01	13544,68
	12	8525,54	8646,22	10327,90	12343,11	13942,84	8729,99	10364,97	12299,83	13787,36
	13	6994,92	7127,39	8265,89	9743,32	11674,31	7237,67	8310,93	9774,30	11619,85
	14	5784,94	6089,91	6809,19	7795,76	9288,96	6183,78	6890,22	7875,90	9318,56
	15	4755,37	5331,74	5749,06	6405,75	7416,57	5438,98	5861,29	6533,28	7494,28

VOLUME DE ÁGUA PRODUZIDA	Ano	vapor	7+8	8+7	9+6	10+5	7+8	8+7	9+6	10+5
		ΔWp (m³)	ΔWp (m³)	ΔWp (m³)	ΔWp (m³)	ΔWp (m³)	ΔWp (m³)	ΔWp (m³)	ΔWp (m³)	ΔWp (m³)
	1	9214,07	9214,07	9214,07	9214,07	9214,07	9214,07	9214,07	9214,07	9214,07
	2	10667,19	10667,19	10667,19	10667,19	10667,19	10667,19	10667,19	10667,19	10667,19
	3	10666,52	10666,52	10666,52	10666,52	10666,52	10666,52	10666,52	10666,52	10666,52
	4	10581,81	10581,81	10581,81	10581,81	10581,81	10581,81	10581,81	10581,81	10581,81
	5	10505,57	10505,57	10505,57	10505,57	10505,57	10505,57	10505,57	10505,57	10505,57
	6	10260,03	10260,03	10260,03	10260,03	10260,03	10260,03	10260,03	10260,03	10260,03
	7	8640,10	8640,10	8640,10	8640,10	8640,10	8640,10	8640,10	8640,10	8640,10
	8	8175,91	7487,05	8175,91	8175,91	8175,91	7497,69	8175,91	8175,91	8175,91
	9	8330,37	7891,46	7801,25	8330,37	8330,37	7898,06	7813,34	8330,37	8330,37
	10	8802,15	8653,02	8239,13	8316,44	8802,15	8655,42	8255,38	8330,39	8802,15
	11	9243,48	9208,17	8841,59	8525,99	8776,86	9200,48	8845,93	8543,26	8796,91
	12	9594,50	9575,37	9307,89	8987,60	8733,27	9561,99	9302,01	8994,48	8758,14
	13	9837,82	9816,80	9635,74	9400,91	9093,89	9799,24	9628,70	9395,98	9102,95
	14	10030,80	9981,73	9867,35	9710,58	9473,17	9966,85	9854,55	9697,95	9468,63
	15	10193,75	10102,30	10035,89	9931,53	9770,86	10085,30	10018,11	9910,89	9758,67

CUSTOS TRATAMENTO ÁGUA PRODUZIDA	Ano	vapor	7+8	8+7	9+6	10+5	7+8	8+7	9+6	10+5
		Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)
	1	55284,43	55284,43	55284,43	55284,43	55284,43	55284,43	55284,43	55284,43	55284,43
	2	64003,13	64003,13	64003,13	64003,13	64003,13	64003,13	64003,13	64003,13	64003,13
	3	63999,13	63999,13	63999,13	63999,13	63999,13	63999,13	63999,13	63999,13	63999,13
	4	63490,85	63490,85	63490,85	63490,85	63490,85	63490,85	63490,85	63490,85	63490,85
	5	63033,40	63033,40	63033,40	63033,40	63033,40	63033,40	63033,40	63033,40	63033,40
	6	61560,19	61560,19	61560,19	61560,19	61560,19	61560,19	61560,19	61560,19	61560,19
	7	51840,61	51840,61	51840,61	51840,61	51840,61	51840,61	51840,61	51840,61	51840,61
	8	49055,48	44922,33	49055,48	49055,48	49055,48	44986,13	49055,48	49055,48	49055,48
	9	49982,20	47348,77	46807,50	49982,20	49982,20	47388,38	46880,06	49982,20	49982,20
	10	52812,89	51918,09	49434,80	49898,63	52812,89	51932,53	49532,25	49982,34	52812,89
	11	55460,86	55249,03	53049,52	51155,95	52661,16	55202,91	53075,58	51259,55	52781,44
	12	57567,00	57452,20	55847,34	53925,61	52399,59	57371,95	55812,05	53966,91	52548,84
	13	59026,92	58900,83	57814,45	56405,48	54563,34	58795,45	57772,17	56375,91	54617,67
	14	60184,78	59890,36	59204,11	58263,47	56839,03	59801,11	59127,33	58187,72	56811,80
	15	61162,50	60613,78	60215,34	59589,19	58625,16	60511,78	60108,66	59465,34	58552,03

		vapor	7+8	8+7	9+6	10+5	7+8	8+7	9+6	10+5
RECEITAS DE PRODUÇÃO DE ÓLEO	Ano	Receita (US\$)	Receita (US\$)	Receita (US\$)	Receita (US\$)	Receita (US\$)	Receita (US\$)	Receita (US\$)	Receita (US\$)	Receita (US\$)
	1	309.892,67	309.892,67	309.892,67	309.892,67	309.892,67	309.892,67	309.892,67	309.892,67	309.892,67
	2	133.394,45	133.394,45	133.394,45	133.394,45	133.394,45	133.394,45	133.394,45	133.394,45	133.394,45
	3	133.740,19	133.740,19	133.740,19	133.740,19	133.740,19	133.740,19	133.740,19	133.740,19	133.740,19
	4	173.624,32	173.624,32	173.624,32	173.624,32	173.624,32	173.624,32	173.624,32	173.624,32	173.624,32
	5	209.399,36	209.399,36	209.399,36	209.399,36	209.399,36	209.399,36	209.399,36	209.399,36	209.399,36
	6	320.169,68	320.169,68	320.169,68	320.169,68	320.169,68	320.169,68	320.169,68	320.169,68	320.169,68
	7	783.919,67	783.919,67	783.919,67	783.919,67	783.919,67	783.919,67	783.919,67	783.919,67	783.919,67
	8	1.308.570,78	1.633.648,77	1.308.570,78	1.308.570,78	1.308.570,78	1.628.625,99	1.308.570,78	1.308.570,78	1.308.570,78
	9	1.235.666,65	1.442.543,05	1.485.469,16	1.235.666,65	1.235.666,65	1.439.468,47	1.479.773,32	1.235.666,65	1.235.666,65
	10	1.013.163,55	1.083.097,91	1.278.913,39	1.242.511,43	1.013.163,55	1.082.058,62	1.271.306,65	1.235.794,72	1.013.163,55
	11	804.108,60	821.534,26	994.546,11	1.143.492,06	1.025.219,99	825.149,67	992.526,95	1.135.350,48	1.015.851,15
	12	639.415,24	648.466,20	774.592,40	925.733,04	1.045.713,31	654.748,95	777.372,61	922.487,55	1.034.051,67
	13	524.618,99	534.554,00	619.941,86	730.749,08	875.573,34	542.825,50	623.319,56	733.072,75	871.488,49
	14	433.870,20	456.743,40	510.688,96	584.682,37	696.671,70	463.783,50	516.766,24	590.692,40	698.892,18
	15	356.652,50	399.880,81	431.179,37	480.431,54	556.242,79	407.923,35	439.596,91	489.996,16	562.071,30

		vapor	7+8	8+7	9+6	10+5	7+8	8+7	9+6	10+5
CUSTOS DE ÁGUA INJETADA	Ano	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)	Custo (US\$)
	1	91250,46875	91250,46875	91250,46875	91250,46875	91250,46875	91250,46875	91250,46875	91250,46875	91250,46875
	2	91249,90234	91249,90234	91249,90234	91249,90234	91249,90234	91249,90234	91249,90234	91249,90234	91249,90234
	3	91249,94141	91249,94141	91249,94141	91249,94141	91249,94141	91249,94141	91249,94141	91249,94141	91249,94141
	4	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250
	5	91250,03906	91250,03906	91250,03906	91250,03906	91250,03906	91250,03906	91250,03906	91250,03906	91250,03906
	6	91250,15625	91250,15625	91250,15625	91250,15625	91250,15625	91250,15625	91250,15625	91250,15625	91250,15625
	7	91249,88282	91249,88282	91249,88282	91249,88282	91249,88282	91249,88282	91249,88282	91249,88282	91249,88282
	8	91249,92187	22812,45361	91249,92187	91249,92187	91249,92187	45624,90723	91249,92187	91249,92187	91249,92187
	9	91250,23438	22812,53174	22812,49756	91250,23438	91250,23438	45625,06348	91249,99023	91250,23438	91250,23438
	10	91250,54687	22812,50488	22812,55615	22812,53174	91250,54687	45625,00977	45625,1123	91250,12695	91250,54687
	11	91250,31255	22812,5	22812,50489	22812,50244	22812,5	45625	45625,00977	45625,00488	91250
	12	91250,1562	22812,5	22812,5	22812,5	22812,5	45625	45625	45625	45625
	13	91250	22812,48047	22812,5	22812,50488	22812,50488	45624,96094	45625	45625,00977	45625,00977
	14	91249,8438	22812,48047	22812,48047	22812,5	22812,50488	45624,96094	45624,96094	45625	45625,00977
	15	91249,8437	22812,4707	22812,48047	22812,5	22812,5	45624,94141	45624,96094	45625	45625

2) Fluxos de Caixa

Vapor																
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita		309.892,67	133.394,45	133.740,19	173.624,32	209.399,36	320.169,68	783.919,67	1.308.570,78	1.235.666,65	1.013.163,55	804.108,60	639.415,24	524.618,99	433.870,20	356.652,50
lo	317500															
Custo vapor		91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91251	91250	91250	91250	91250	91250
Custo água		55284	64003	63999	63491	63033	61560	51841	49055	49982	52813	55461	57567	59027	60185	61163
Fluxo de Caixa	317500	163358	-21859	-21509	18883	55116	167359	640829	1168265	1094434	869100	657397	490598	374342	282436	204240

7+8																
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita		309.892,67	133.394,45	133.740,19	173.624,32	209.399,36	320.169,68	783.919,67	1.633.648,77	1.442.543,05	1.083.097,91	821.534,26	648.466,20	534.554,00	456.743,40	399.880,81
lo	317500															
Custo vapor		91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	22812	22813	22813	22813	22813	22812	22812	22812
Custo água		55284	64003	63999	63491	63033	61560	51841	44922	47349	51918	55249	57452	58901	59890	60614
Fluxo de Caixa	317500	163358	-21859	-21509	18883	55116	167359	640829	1565914	1372382	1008367	743473	568202	452841	374041	316455

8+7																
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita		309.892,67	133.394,45	133.740,19	173.624,32	209.399,36	320.169,68	783.919,67	1.308.570,78	1.485.469,16	1.278.913,39	994.546,11	774.592,40	619.941,86	510.688,96	431.179,37
lo	317500															
Custo vapor		91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	22812	22812	22813	22813	22813	22813	22812
Custo água		55284	64003	63999	63491	63033	61560	51841	49055	46808	49435	53050	55847	57814	59204	60215
Fluxo de Caixa	317500	163358	-21859	-21509	18883	55116	167359	640829	1168265	1415849	1206666	918684	695933	539315	428672	348152

9+6																
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita		309.892,67	133.394,45	133.740,19	173.624,32	209.399,36	320.169,68	783.919,67	1.308.570,78	1.235.666,65	1.242.511,43	1.143.492,06	925.733,04	730.749,08	584.682,37	480.431,54
lo	317500															
Custo vapor		91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	22813	22813	22813	22813	22813	22813
Custo água		55284	64003	63999	63491	63033	61560	51841	49055	49982	49899	51156	53926	56405	58263	59589
Fluxo de Caixa	317500	163358	-21859	-21509	18883	55116	167359	640829	1168265	1094434	1169800	1069524	848995	651531	503606	398030

10+5																
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita		309.892,67	133.394,45	133.740,19	173.624,32	209.399,36	320.169,68	783.919,67	1.308.570,78	1.235.666,65	1.013.163,55	1.025.219,99	1.045.713,31	875.573,34	696.671,70	556.242,79
lo	317500															
Custo vapor		91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91251	22813	22813	22813	22813	22813
Custo água		55284	64003	63999	63491	63033	61560	51841	49055	49982	52813	52661	52400	54563	56839	58625
Fluxo de Caixa	317500	163358	-21859	-21509	18883	55116	167359	640829	1168265	1094434	869100	949746	970501	798197	617020	474805

7+8																
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita		309.892,67	133.394,45	133.740,19	173.624,32	209.399,36	320.169,68	783.919,67	1.628.625,99	1.439.468,47	1.082.058,62	825.149,67	654.748,95	542.825,50	463.783,50	407.923,35
lo	317500															
Custo vapor		91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	45625	45625	45625	45625	45625	45625	45625	45625
Custo água		55284	64003	63999	63491	63033	61560	51841	44986	47388	51933	55203	57372	58795	59801	60512
Fluxo de Caixa	317500	163358	-21859	-21509	18883	55116	167359	640829	1538015	1346455	984501	724322	551752	438405	358357	301787

8+7																
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita		309.892,67	133.394,45	133.740,19	173.624,32	209.399,36	320.169,68	783.919,67	1.308.570,78	1.479.773,32	1.271.306,65	992.526,95	777.372,61	623.319,56	516.766,24	439.596,91
lo	317500															
Custo vapor		91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	45625	45625	45625	45625	45625	45625	45625
Custo água		55284	64003	63999	63491	63033	61560	51841	49055	46880	49532	53076	55812	57772	59127	60109
Fluxo de Caixa	317500	163358	-21859	-21509	18883	55116	167359	640829	1168265	1387268	1176149	893826	675936	519922	412014	333863

9+6																
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita		309.892,67	133.394,45	133.740,19	173.624,32	209.399,36	320.169,68	783.919,67	1.308.570,78	1.235.666,65	1.235.794,72	1.135.350,48	922.487,55	733.072,75	590.692,40	489.996,16
lo	317500															
Custo vapor		91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	45625	45625	45625	45625	45625	45625
Custo água		55284	64003	63999	63491	63033	61560	51841	49055	49982	49982	51260	53967	56376	58188	59465
Fluxo de Caixa	317500	163358	-21859	-21509	18883	55116	167359	640829	1168265	1094434	1140187	1038466	822896	631072	486880	384906

10+5																
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita		309.892,67	133.394,45	133.740,19	173.624,32	209.399,36	320.169,68	783.919,67	1.308.570,78	1.235.666,65	1.013.163,55	1.015.851,15	1.034.051,67	871.488,49	698.892,18	562.071,30
lo	317500															
Custo vapor		91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91250	91251	45625	45625	45625	45625	45625
Custo água		55284	64003	63999	63491	63033	61560	51841	49055	49982	52813	52781	52549	54618	56812	58552
Fluxo de Caixa	317500	163358	-21859	-21509	18883	55116	167359	640829	1168265	1094434	869100	917445	935878	771246	596455	457894

3) Valor Presente Líquido Anual

VAPOR		7+8		8+7		9+6		10+5	
Ano	VPL (US\$)	Ano	VPL (US\$)	Ano	VPL (US\$)	Ano	VPL (US\$)	Ano	VPL (US\$)
0	-317500,00	0	-317500,00	0	-317500,00	0	-317500,00	0	-317500,00
1	-175.449,76	1	-175.449,76	1	-175.449,76	1	-175.449,76	1	-175.449,76
2	-191.977,99	2	-191.977,99	2	-191.977,99	2	-191.977,99	2	-191.977,99
3	-206.120,42	3	-206.120,42	3	-206.120,42	3	-206.120,42	3	-206.120,42
4	-195.323,74	4	-195.323,74	4	-195.323,74	4	-195.323,74	4	-195.323,74
5	-167.921,38	5	-167.921,38	5	-167.921,38	5	-167.921,38	5	-167.921,38
6	-95.567,32	6	-95.567,32	6	-95.567,32	6	-95.567,32	6	-95.567,32
7	145.344,10	7	145.344,10	7	145.344,10	7	145.344,10	7	145.344,10
8	527.252,13	8	657.244,16	8	527.252,13	8	527.252,13	8	527.252,13
9	838.358,64	9	1.047.360,71	9	929.724,83	9	838.358,64	9	838.358,64
10	1.053.186,89	10	1.296.613,69	10	1.227.994,23	10	1.127.515,37	10	1.053.186,89
11	1.194.490,01	11	1.456.418,11	11	1.425.459,14	11	1.357.402,22	11	1.257.328,43
12	1.286.186,30	12	1.562.619,04	12	1.555.533,91	12	1.516.085,45	12	1.438.722,05
13	1.347.027,35	13	1.636.218,31	13	1.643.187,66	13	1.621.977,46	13	1.568.451,45
14	1.386.943,59	14	1.689.080,96	14	1.703.771,35	14	1.693.151,48	14	1.655.654,09
15	1.412.043,58	15	1.727.971,48	15	1.746.557,26	15	1.742.067,15	15	1.714.005,02

$$VPL = \sum_{t=1}^n F_n (1+i)^{-t}$$

7+8		8+7		9+6		10+5	
Ano	VPL (US\$)	Ano	VPL (US\$)	Ano	VPL (US\$)	Ano	VPL (US\$)
0	-317500,00	0	-317500,00	0	-317500,00	0	-317500,00
1	-175.449,76	1	-175.449,76	1	-175.449,76	1	-175.449,76
2	-191.977,99	2	-191.977,99	2	-191.977,99	2	-191.977,99
3	-206.120,42	3	-206.120,42	3	-206.120,42	3	-206.120,42
4	-195.323,74	4	-195.323,74	4	-195.323,74	4	-195.323,74
5	-167.921,38	5	-167.921,38	5	-167.921,38	5	-167.921,38
6	-95.567,32	6	-95.567,32	6	-95.567,32	6	-95.567,32
7	145.344,10	7	145.344,10	7	145.344,10	7	145.344,10
8	648.123,92	8	527.252,13	8	527.252,13	8	527.252,13
9	1.030.870,47	9	921.600,35	9	838.358,64	9	838.358,64
10	1.274.224,08	10	1.212.326,47	10	1.120.195,50	10	1.053.186,89
11	1.429.912,14	11	1.404.448,38	11	1.343.406,71	11	1.250.385,41
12	1.533.038,53	12	1.530.785,57	12	1.497.211,79	12	1.425.307,67
13	1.604.291,61	13	1.615.287,50	13	1.599.778,61	13	1.550.656,68
14	1.654.937,79	14	1.673.516,88	14	1.668.588,66	14	1.634.952,92
15	1.692.025,70	15	1.714.546,83	15	1.715.891,46	15	1.691.225,60