UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

PEDRO HENRIQUE BENEVIDES DA SILVA

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA APLICAÇÃO DE ÁGUA OTIMIZADA PARALELAMENTE COM POLÍMERO VISCOELÁSTICO EM RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO (EOR)

RIO DE JANEIO

PEDRO HENRIQUE BENEVIDES DA SILVA

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA APLICAÇÃO DE ÁGUA OTIMIZADA PARALELAMENTE COM POLÍMERO VISCOELÁSTICO EM RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO (EOR)

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Biocombustíveis e Petroquímica

Orientador: Prof. Dr. Estevão Freire

Co-orientador: Prof. Dr. Marco Antônio Gomes Teixeira

RIO DE JANEIRO

CIP - Catalogação na Publicação

B586e

Benevides da Silva, Pedro Henrique
ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA
APLICAÇÃO DE ÁGUA OTIMIZADA PARALELAMENTE COM
POLÍMERO VISCOELÁSTICO EM RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE
PETRÓLEO (EOR) / Pedro Henrique Benevides da Silva.
- Rio de Janeiro, 2017.
118 f.

Orientador: Estevão Freire.
Coorientador: Marco Antônio Gomes Teixeira.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do
Rio de Janeiro, Escola de Química, Programa de Pós
Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e
Bioquímicos, 2017.

1. Recuperação Avançada de Petróleo. 2. Low Salt. 3. Polímero. 4. Água Otimizada. 5. Petróleo. I. Freire, Estevão, orient. II. Gomes Teixeira, Marco Antônio , coorient. III. Título.

Elaborado pelo Sistema de Geração Automática da UFRJ com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

PEDRO HENRIQUE BENEVIDES DA SILVA

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA APLICAÇÃO DE ÁGUA OTIMIZADA PARALELAMENTE COM POLÍMERO VISCOELÁSTICO EM RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO (EOR)

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Biocombustíveis e Petroquímica.

Aprovada por:	
	Prof. Dr. Estevão Freire (Orientador)
	Prof. Dr. Marco Antônio Gomes Teixeira (Co-orientador)
	Prof ^a . Dra. Maria Letícia Murta Valle
	Prof ^a . Dra. Denise da Silva e Souza Nunes
	Dr. Eduardo Pires Cassus

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família, especialmente a minha esposa Luiza Torres Abrantes pelo apoio e paciência durante todo o projeto de pós-graduação,

Ao Gerente Cláudio Marcos Ziglio pelo incentivo e apoio a capacitação,

A toda equipe do laboratório de Engenharia de Reservatório do CENPES e colegas da PETROBRAS, em especial:

Sergio Luiz Coelho por apresentar a solução no momento mais complicado da tese,

Letícia Berni e Paulo Lima pela a possibilidade da realização do mestrado,

Bernardo J. Farah Machado, Daniel A. Haas, Letícia do S. Mota, Leonardo A. de Oliveira, Rodrigo Reksidler e Silvio Edegar Weschenfelder pela ajuda com referências de alta valia ou sugestões importantes,

Marcelo Martins Defilippo Soares pela ajuda com geração de energia offshore,

Minha amiga Christianne V. Minana Dantas que percorreu todo esse caminho lado a lado,

Ao orientador Professor Estevão Freire pela ajuda durante todo o processo,

Ao co-orientador Marco Antônio Gomes Teixeira por aceitar esse desafio e nortear o processo com destreza e sabedoria.

Aos profissionais com grande experiência que compuseram a minha banca, Denise da Silva e Souza Nunes e Eduardo Pires Cassus.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
2 OBJETIVO	5
2.1 OBJETIVO GERAL	5
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
3- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
3.1 VISÃO GLOBAL DE RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓL (EOR)	
3.1.1 INTRODUÇÃO A RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO	
3.1.2 RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO BASEADO NA	,
LITOLOGIA	9
3.2 VISÃO GLOBAL DOS TIPOS DE MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO	
MELHORADA DE PETRÓLEO (EOR)	
3.2.1 MÉTODOS TÉRMICOS	
3.2.2 MÉTODO DE GÁS	
3.2.3 MÉTODOS QUÍMICOS	12
3.3 MÉTODOS QUÍMICOS RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETR	
POLÍMEROS	
3.3.1 – CONCEITOS BÁSICOS	15
3.3.2 – POLÍMEROS VISCOSIFICANTES PARA INJEÇÃO EM	
RESERVATÓRIO	17
3.4 – ÁGUA OTIMIZADA	22
3.4.1 – PANORAMA MUNDIAL	
3.4.2 – TECNOLOGIA DA ÁGUA OTIMIZADA (AO)	
3.4.3– PROPOSTAS DE MECANISMOS PARA RESERVATÓRIO DE AR	
	23
3.5 APLICAÇÕES DOS DOIS MÉTODOS CONCOMITANTEMENTE	23
4 – METODOLOGIAS, RESULTADOS E DISCUSSÃO	24
4.1 – ESTUDO SOBRE INTERAÇÃO DO POLÍMERO COM A	
CONCENTRAÇÃO SALINA	26

4.1.1 – INTERAÇÃO DO POLIMERO SNF 3630S COM CONCENTRAÇÃO	
SALINA NO ESTUDO DE CASO.	
4.1.2 – ESTUDO LABORATORIAL DO POLÍMERO SNF 3630S	30
4.1.3 – RESULTADOS E DISCUSSÃO	31
4.2 – TECNOLOGIAS PARA A PRODUÇÃO DE ÁGUA	36
4.2.1 - TRATAMENTOS DE ÁGUA OFFSHORE	
4.2.2 – RESULTADO E DISCUSSÃO:	
4.3 – CUSTOS PARA APLICAÇÃO DA ÁGUA OTIMIZADA	49
4.3.1 – CUSTOS PARA TRATAMENTO DE ÁGUA	
4.3.2 – RESULTADO E DISCUSSÕES	50
4.4 - ESTUDO MODELO BACIA DE CAMPOS E DALIA	51
4.4.1 - ESTUDO DE CASO DO CAMPO DALIA E MODELO BACIA DE	
CAMPOS	51
4.4.2 - MODELAGEM DOS RESERVATÓRIOS DA BACIA DE CAMPOS	53
4.4.3 – RESSULTADO E DISCUSSÃO	55
4.5 – AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONOMICA	57
4.5.1 – METODOLOGIA PARA O ESTUDO	
4.5.2 – RESULTADO E DISCUSSÃO	57
4.5.3 – AVALIÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA	59
5 – CONCLUSÃO	66
7 – REFERÊNCIAS	70
8 – ANEXO:	77
8.1 - INTRODUÇÕES A CONCEITOS ECONÔMICOS	77
8.2 – FLUXOS DE CAIXA	90

ÍNDICE DE FIGURA

FIGURA 1– DEFINIÇÃO DA RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA, SECUNDÁRIA E
TERCIÁRIA, ADAPTADO8
FIGURA 2 – MÉTODOS ESPECIAIS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO,
ADAPTAÇÃO
FIGURA 3– HPAM, DISTRIBUIÇÃO DA MASSA MOLECULAR EM POLÍMERO
UTILIZADO EM INJEÇÃO PARA RECUPERAÇÃO MELHORADA DE
PETRÓLEO, ADAPTADO19
FIGURA 4- ADSORÇÃO DO POLÍMERO HPAM EM DIFERENTES
CONCENTRAÇÕES, ADAPTADO
FIGURA 5 - COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS DE CARREAU E DE LEIS
DE POTÊNCIAS, ADAPTADO
FIGURA 6 – EFEITO DA CONCENTRAÇÃO DO POLÍMERO 3630S EM
$10.000 \mathrm{MG/KG}$ A $25^{\circ}\mathrm{C},$ NA VISCOSIDADE DINÂMICA, ADAPTADO29
FIGURA 7 – EFEITO DA CONCENTRAÇÃO DA SALINIDADE COM 2000 mg/kg
DE 3630S A 25°C, NA VISCOSIDADE DINÂMICA, ADAPTADO 30
FIGURA 8– VISCOSIDADE DINÂMICA (7,43s ⁻¹ , 30.000 mg/l DE NaCl) DO
POLÍMERO 3630S A 25°C E 50°C
FIGURA 9 - RELAÇÃO DA SALINIDADE COM A VISCOSIDADE INTRÍNSECA
FIGURA 10 – CORRELAÇÃO ENTRE VISCOSIDADE DINÂMICA (TAXA DE
$7,43s^{-1},50^{\circ}C)$ E CONCENTRAÇÃO DE POLÍMERO 3630S
FIGURA 11 – CORRELAÇÃO ENTRE VISCOSIDADE DINÂMICA (TAXA DE
7,43s ⁻¹ , 50°C) E CONCENTRAÇÃO DE POLÍMERO 3630S
FIGURA 12 – DIAGRAMA DO ESTUDO DE CENÁRIOS POSSÍVEIS PARA
APLICAÇÃO CONCOMITANTE DE POLÍMERO VISCOSIFICANTE E ÁGUA
OTIMIZADA 61

ÍNDICE DE TABELAS
TABELA 1- RELAÇÃO DA SALINIDADE COM A VISCOSIDADE INTRÍNSECA
TABELA 2- LEVANTAMENTO DOS TRATAMENTOS DE ÁGUA. FONTE BEZERRA, 2004; RPSEA, 2009; SANTOS, 2013; EBENEZER, 2012; AYIRALA 2016; COSTA, 2015
TABELA 3- LEVANTAMENTO DOS TRATAMENTOS DE ÁGUA . FONTE BEZERRA, 2004; RPSEA, 2009; SANTOS, 2013; EBENEZER, 2012; AYIRALA 2016; COSTA, 2015
TABELA 4 - LEVANTAMENTO DOS TRATAMENTOS DE ÁGUA . FONTE FONTE: BEZERRA, 2004; RPSEA, 2009; SANTOS, 2013; EBENEZER, 2012 AYIRALA, 2016; COSTA, 2015
TABELA 5– CARACTERÍSTICAS DE DALIA E MODELO BC 56
TABELA 6 – RANKING DAS TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DE ÁGUA 62
ÍNDICE DE EQUAÇÃO EQ. 1 – FATOR DE RECUPERAÇÃO (E _V)
EQ. 2 – RAZÃO DE MOBILIDADE
EQ. 3- MODELAGEM DE SALINIDADE E VISCOSIDADE POLIMÉRICA EQUAÇÃO DE FLORY-HUGGINS
EQ. 4 – MODELAGEM DE SALINIDADE E VISCOSIDADE PARA O POLÍMERO VISCOSIFICANTE SNF 3630S, CONFORME LEE, 2009
EQ. 5 – MODELAGEM DE VARIAÇÃO DE VISCOSIDADE COM A VARIAÇÃO DA TEMPERATURA, CONFORME LEE, 2009
EQ. 6 – MODELO MATEMÁTICO DESENVOLVIDO PARA O ESTUDO

RESUMO

SILVA, Pedro Henrique Benevides, ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA APLICAÇÃO DE ÁGUA OTIMIZADA PARALELAMENTE COM POLÍMERO VISCOELÁSTICO EM RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Biocombustíveis e Petroquímica) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

Considerando os novos rumos verificados nos últimos anos da indústria de petróleo e gás, principalmente sobre os preços do barril de petróleo, o aumento de produção ganha um novo olhar, onde menores investimentos e tempo de retorno reduzido ganham uma maior importância no cenário atual. Atualmente, uma das tendências para esse mercado é a aplicação das tecnologias de Recuperação Avançada de Petróleo (EOR). Entre várias tecnologias, a injeção de solução polimérica se destaca. Essa nova demanda atinge diretamente a indústria de petroquímica, sendo um mercado potencial de grande importância. Esta dissertação tem como finalidade avaliar a viabilidade técnica e econômica da adição do método de recuperação melhorada via injeção de solução polimérica viscosificante e injeção de água otimizada, paralelamente, em poço de petróleo offshore, melhorando os ganhos de capitais e viabilizando novos projetos. Para isso foi analisado o market share da Recuperação Avançada de Petróleo por métodos não convencionais, aprofundando-se na tecnologia da utilização de solução poliméricas viscosificante e a tecnologia da água otimizada. Inicialmente foi definido o polímero SNF 3630S nas condições de avaliação de caso e desenvolvida a modelagem de correlação entre salinidade, temperatura e concentração polimérica. Além disso, foram analisadas as tecnologias para o tratamento de água na injeção dos mesmos com suas características e especificações. Os resultados apresentaram uma comparação do tratamento de água e os *inputs* necessários para a avaliação econômica. Posteriormente, avaliou-se os custos mais significativos para injeção de solução polimérica e água otimizada, onde foi proposto como soluções o tratamento da água para solubilização do polímero e geração de energia via eólica offshore, respectivamente. Foi considerado o Campo de Dalia para avalição técnica, levantando-se os pontos críticos do processo. Economicamente, foram propostos multicenários, utilizando o VPL e TIR para fins de comparação. Conclui-se que as tecnologias de destilação por membrana e eletrodialise apresentam melhores resultados que o caso base (somente a injeção do solução polimérica) e o custo energético é o maior custo global do processo.

Palavras-chave: EOR, Recuperação Avançada de Petróleo, Recuperação Terciária de Petróleo, Água Otimizada, Low Salt, Água Engenheirada, Polímero.

ABSTRACT

SILVA, Pedro Henrique Benevides, TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY STUDY THE OPTIMIZED PARALLEL WATER APPLICATION IN VISCOELASTIC POLYMER IN THE ENHANCED OIL RECOVERY. 2017, 98 f. Thesis (MA Biofuels Engineering and Petrochemicals) - Chemical School, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, in 2017.

Considering the new course of the oil and gas industry in recent years, especially on oil prices, the increase in production takes a new look, where lower-cost investments are becoming more important in the current scenario. Currently, one of the trends for this market is the application of enhanced oil recovery (EOR) technologies. This new demand directly affects the oil industry. This dissertation aims to evaluate the technical and economic feasibility of adding the improved recovery method via injection of viscosifying polymer and optimized water injection in parallel in offshore oil wells, improving capital gains. For this, the market share of the Advanced Petroleum Recovery was analyzed by non-conventional methods, deepening in the technology of the use of polymers for anticipation and greater production of oil and the optimized water technology. The SNF 3630S polymer was initially defined in the conditions of the case study of (Dalia and Bacia de Campos) and the modeling of correlation between salinity, temperature and polymer concentration was developed. In addition, we analyzed the technologies for the treatment of water in the injection of the same with their characteristics and specifications. The results presented a comparison of the water treatment and the necessary inputs for the economic evaluation. Subsequently, the most significant costs for polymer injection and optimized water were evaluated, where it was proposed as solutions the treatment of water for solubilization of the polymer and generation of energy with offshore wind, respectively. The Dalia Field was considered for technical evaluation, raising the critical points of the process. Economically, they were proposed multicenary, using the NPV and TIR for comparison purposes. It is concluded that the technologies of membrane distillation, electrodialysis and nanofiltration present better results than only the polymer injection and the energy cost is the largest overall cost of the process

Keywords: EOR, Enhanced Oil Recovery, Optimized Water, Smart Water, Engineered Water, Low Salt, Polymer

1 INTRODUÇÃO

A queda dos preços do petróleo impacta diretamente na atratividade do mercado para novos investimentos e por vezes inviabilizando novos projetos. Observa-se uma necessidade latente em alternativas de menores custos para o aumento de produção. O preço do barril de petróleo atingiu patamares mínimos em quase 12 anos, tendo sido negociado com preço abaixo de 30 dólares em janeiro de 2016. Este fato pode ser justificado pela desaceleração do crescimento chinês, pela crise diplomática entre Irã e Arábia Saudita e, ainda, pelo aumento de estoques de derivados nos Estados Unidos. Deve-se destacar, também, o menor crescimento econômico da Europa e da Ásia (ALVARENGA, 2016)

O cenário mundial atual do mercado de petróleo passa por um momento ímpar em sua história, ocasionando valores do barril expressivamente inferiores do que a curtos tempos passados. Desde o início de 2014 a produção mundial é maior do que a demanda. A revolução da produção de petróleo e gás, através da tecnologia *shale*, na América do Norte, implicou em uma diminuição expressiva de um grande mercado importador. Entre 2010 a 2014 houve um aumento de produção de 5 milhões de barris por dia (mb/d) de petróleo e gás natural e o consumo de petróleo manteve-se 19 mb/d no mesmo período (ALMNEIDA, et al., 2016; FERREIRA, 2016)

Observando perda de mercado, a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) que atuava com o produtor referência para controlar o preço, abandonou tal ferramenta e injetou mais petróleo no mercado. Em 2014 havia um excesso de 3 mb/d. A partir de 2015, países exportadores de grandes volumes foram autorizados a exportar, caso do Irã e da Líbia. Não havendo consenso dentro da OPEP as cotas de 30 mb/d não foram respeitadas, inclusive a Arábia Saudita teve o seu maior valor registrado de 10,56 mb/d em junho. Além disso, há uma grande disputa econômica entre os grandes *players* do mercado (Estados Unidos, China, Russia, Arábia Saudita e outros OPEP). Paralelamente a esses fatos, conforme dito anteriormente, a China já não projeta crescimentos antes vistos, diminuindo significantemente o mercado mundial consumidor (ALMNEIDA, et al., 2016; FERREIRA, 2016).

Os custos de exploração e produção de petróleo seguem a tendência dos preços de petróleo. Houve um aumento de 130% nos índices de custos de capital da atividade de *Upstream* entre 2000 e 2014 e uma redução de 25% no quarto trimestre de 2014 (ALMNEIDA, et al., 2016; FERREIRA, 2016).

Neste contexto, as petroleiras que pretendem sobreviver, têm que reorganizar seus negócios e reduzir seus custos de produção de petróleo, afetando diretamente a continua expansão da produção. A produção com redução de custos será determinante nas definições de novos projetos na indústria de produção de petróleo. Existem vários fatores que influenciam nos custos de produção, entre eles estão: os países ou regiões, tipos de petróleo explorado, tamanho dos campos, tecnologias para a exploração e produção, *onshore* ou *offshore*, profundidade do reservatório, entre outros. Isso define o tipo de infraestrutura necessária, custo de perfuração, custo de produção e produção do poço (IEA-WEO, 2014; GRAAUW, 2015; DELOITTE, 2016).

Esses custos têm uma variação temporal, principalmente devido ao amadurecimento de novas tecnologias, que apresentam reduções de custos com a maturação. Desta forma, tecnologias inovadoras e viáveis econômicamente atualmente tendem a apresetar melhor performarce com o passsar do tempo. Os custos médios de exploração variam entre 7 e 35 dólares o barril de petróleo. Os menores custos observados são no Oriente Médio. Os custos *offshore* em águas profundas são custos intermediários e os maiores são na produção "shale" nos (IEA-WEO, 2014; GRAAUW, 2015; DELOITTE, 2016).

A empresa Bain & Co, publicou um levantamento comparando os custos da exploração e produção no mundo, considerando localidade e a tecnologia usada. Verifica-se que *players* importantes na produção de petróleo apresentam um custo final de produção acima de valores de compra praticados no mercado internacional em parte do ano de 2016. Futuros aumentos de produção dependerão de uma redução de custos consideráveis. Pode-se observar a tecnologia de recuperação avançada de petróleo com menor custo do que o de águas profundas na América do Sul, por exemplo (GRAAUW, 2015).

Outros fatores importantes devem ser considerados. A participação do Estado é significativa devido aos volumes de financeiros para a exploração e produção de petróleo. Os custos associados às participações governamentais são somados aos custos de exploração, desenvolvimento e operação. Em regiões onde a exploração de petróleo é a principal fonte de impostos, a estimativa do custo das participações do governo dificilmente pode ser definida (DELOITTE, 2016).

A tendência atual da indústria de exploração e produção de petróleo e gás tem mostrado que investimentos de grande porte não são mais privilegiados. Projetos de menores valores, rápidas aplicações e operações otimizadas estão ganhando maior espaço (ALMNEIDA, et al., 2016; FERREIRA, 2016; FLAATEN, 2012; KARAMI, 2014; KANG, 2014; Silva, 2014).

A recuperação avançada de petróleo vem surgindo com tecnologias que podem atender as novas demandas deste mercado, tais como injeção de solução polimérica e tecnologias de vanguarda com um grande potencial de aplicação, como água otimizada. Essa nova metodologia tem um potêncial favorável nos novos tempos.

A injeção de solução polimérica, normalmente em reservatórios *onshore*, tem um gargalo de custo significativo que é o custo do polímero injetado. A água otimizada, tecnologia com menos de 20 anos, apresenta vantagens sobre outros métodos de recuperação avançada de petróleo, tais como menor valor de implantação e necessidade de poucas alterações nas características dos reservatórios.

A aplicação concomitante das tecnologias gera uma sinergia positiva ao processo. Devido à dimuição da concentração salina, pela utilização de água otimizada, necessita-se de uma menor concentração de polímero injetado para ter a mesma eficiência de produção, melhorando o ponto crítico de implantação da tecnologia sendo uma oportunidade interessante para estudo.

Considerando as condições nacionais de produção de petróleo *offshore*, onde em 2015, aproximadamente 40% da produção de petróleo brasileira foram produzidos em reservatórios maduros, verifica-se um potêncial mercado consumidor para polímeros de alta tecnologia. Tal mercado pode ser abastecido pela indústria petroquímica brasileira.

Esse estudo visa propor uma avalição econômica e operacional para a implantação das tecnologias de injeção de solução polimérica e água otimizada paralelamente em um sistema *offshore*, verificando os ônus e bônus do processo e a viabilidade do processo como um todo. Será utilizado como estudo de caso um poço *offshore* em que está sendo aplicado polímero viscosificante.

2 OBJETIVO

2.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar a mudança de operação de tratamento da água para implementar o tratamento adicional de recuperação avançada de petróleo concomitante com injeção de um tipo de solução polimérica viscosificante sob uma ótica técnico-econômica. Devido ao amplo universo de tecnologias, este trabalho focalizará na tecnologia de solução polimérica viscosificante, usando como referência o SNF3630S e água otimizada para reservaórios de arenito.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analisar as sinergias positivas da injeção de solução polimérica viscosificante com a água otimizada;
- Analisar e propor modelos matemáticos que relacione salinidade, viscosidade e concentração polimérica, utilizando o polímero SNF3630S para estudo;
- Gerar uma superfície de reposta entre salinidade, viscosidade e concentração salina para o polímero SNF 3630S nas condições de análise de caso;
- Mapear tecnologias de tratamento de água *offshore* que atenda às necessidades da aplicação da água otimizada;
- Avaliar os custos majoritários para aplicação das tecnologias e propor alternativas:
- Correlacionar o modelo da Bacia de Campos (FERREIRA, 2016) com o Campo de Dalia em Angola;
- Avaliar os pontos críticos de aplicação do polímero em sistema offshore no Campo de Dalia em Angola;

- Avaliar a redução do consumo de polímero SNF 3630S na análise de caso do modelo da Bacia de Campos (FERREIRA, 2016);
- Avaliar economicamente os cenários possíveis de produção de petróleo com a adição da tecnologia de água otimizada para a implementação do projeto.

3- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 VISÃO GLOBAL DE RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO (EOR)

3.1.1 INTRODUÇÃO A RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO

Pondera-se que as referências mais significativas no assunto de visão mundial de recuperação melhorada de petróleo com o foco desejado são Alvarado (2010) e Kokal (2010), sendo as bases principais dos trabalhos subsequentes a essa data.

A maior parte da produção mundial de petróleo e gás vem de campos maduros. A manutenção e aumento do fator de produção desses reservatórios se tornam cada vez mais importantes para as grandes companhias. O fator de recuperação médio mundial está em média de 30% (ALVARADO, et al., 2010; KOKAL, 2010; BONDOR, 2009; EMAD, 2016).

Os métodos de recuperação melhorada de petróleo são influenciados diretamente pelo preço do petróleo. Dependem da disposição dos investidores de gerir o risco e a avaliaçãos de cenários alternativos. Apesar de ser um método de médio a longo prazo para se observar resultados com capital intensivo, principalmente dos produtos injetados, o investimento no processo é inferior a uma nova empreitada de perfurações e atende a demandas diferentes (KOOTTUGAL, 2014).

Apresenta-se uma definição gráfica do que são as recuperações primária, secundária e terciária. Paralelamente ele correlaciona as tecnologias usadas em cada tipo de recuperação e a previsão média de óleo recuperado, conforme mostra a Figura 1 (LAKE, 2014).



Fonte: KOKAL, 2010 Figura 1– Definição da recuperação primária, secundária e terciária, adaptado.

método de recuperação melhorada de petróleo em 2010 predominantemente térmico, seguido por métodos químicos, hidrocarbonetos gasosos e dióxido de carbono. Outros métodos eram poucos representativos. A produção mundial de petróleo em 2010 utilizando os métodos de recuperação melhorada de petróleo manteve-se relativamente estável ao longo dos anos, com cerca de 3 mb/d. Ao se comparar com a produção mundial do mesmo ano de 85 mb/d, o percentual de 3,5% do recuperação melhorada de petróleo no cenário mundial de produção de óleo é muito aquém do que poderia ser. O método térmico, que contribui com aproximadamente 2 milhões de barris diários, incluindo Canadá (Alberta), Califórnia (Bakersfield), Venezuela, Indonésia, Omã, China e outros. O método de injeção de CO₂ vem aumentando ultimamente contribuindo com 300 mil barris por dia, sendo a sua maioria da Bacia do Permiano nos EUA e Weyburn no Canadá. A reinjeção de gás natural contribui com outros 300 mil barris dia, principalmente na Venezuela. Em relação ao mercado americano os métodos térmicos e químicos têm perdido mercado no EUA desde 1985. Porém a injeção de gás manteve-se estável desde 1971, com tendência crescente desde 1980, especialmente em 2000, com a injeção de CO₂. Em 2002, os projetos de injeção de gás superaram o método térmico. Em 2004 houve um aumento dos projetos térmicos devido à tecnologia de injeção de ar a alta pressão (GAAP) em reservatórios de petróleo leve. Devido a fontes de CO₂ baratas nos EUA (US\$1-2/MSCF) com altos volumes disponíveis e infraestrutura de distribuição no mercado, metodologia de injeção deste gás ganhou espaço no mercado nos últimos anos. O método mais barato para produzir óleo é a injeção de água, que ocorre no processo secundário e essa será a tendência majoritária do mercado. (ALVARADO, et al., 2010; KOKAL, 2010;BONDOR, 2009; EMAD, 2016; CHANG, 2010)

3.1.2 RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO BASEADO NA LITOLOGIA

A litologia do local limita a tecnologia de recuperação melhorada de petróleo a ser aplicada. Verifica-se que a maioria das aplicações foram realizadas em reservatórios siliciclásticos (arenitos) em um levantamento de 1507 projetos mundiais realizados na última década. Observa-se que os métodos térmicos e químicos são os mais utilizados para a litologia em questão. (LAKE, 2014).

Devido a maiores números de testes em escala piloto e aplicação em campos, os reservatórios de arenitos possuem uma base de dado mais robusta para a aplicação dos métodos de recuperação avançada de petróleo. Desta forma, esses tipos de reservatórios mostram maior potencial de implantação de projetos. Além disso, já foi verificado em campo com esse tipo de litologia apresenta possibilidades diferentes métodos de recuperação melhorada de petróleo com bons resultados. Campos como Buracica e Carmópolis no Brasil e Karazhanbas no Cazaquistão são bons exemplos de testes pilotos de recuperação melhorada de petróleo que apresentaram resultados satisfatórios (ALVARADO, et al., 2010):

• Buracica: *Onshore*, óleo 35°API, Métodos de recuperação avançada de petróleo: injeção de ar (1978-1980), injeção de CO₂ (1991), injeção de solução polimérica viscosificantes (1997).

- Carmópolis: *Onshore*, óleo 22°API, Método de recuperação avançada de petróleo: combustão *in situ* (1978-1989), injeção de solução de polímero viscosificante (1969-1972 e 1997), injeção de vapor (1978) e recuperação melhorada de petróleo microbiano, MEOR, (2002);
- Karazhanbas: *Onshore*, óleo 19°API, Método de recuperação avançada de petróleo: injeção de solução de polímero viscosificante, injeção de vapor, combustão *in situ*, injeção de Espuma.

3.2 VISÃO GLOBAL DOS TIPOS DE MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO (EOR)

3.2.1 MÉTODOS TÉRMICOS

Os métodos térmicos são normalmente aplicados em petróleos pesados e viscosos. O método se baseia na introdução de energia térmica para aumentar a temperatura do reservatório e diminuir a viscosidade do óleo, aumentando sua permeabilidade pelos poros da rocha, consequentemente aumentado a sua produção. Os métodos mais utilizados são a injeção de vapor ou água quente e a combustão *in situ*. (LAKE, 2014).

Os três métodos mais comuns para injeção de vapor são: A injeção de vapor cíclico (Huff e Puff), a inundação por vapor e as drenagens gravitacionais assistidas a vapor (SAGD), principalmente utilizadas em poços de arenito. Tais métodos se concentram no Canadá, antiga União Soviética, Estados Unidos, Indonésia e Omã. (KOKAL, 2010).

O SAGD apresentou-se uma solução viável em areias betuminosas, com reservatórios não consolidados. Tais resultados foram bem observados no Canadá, especificamente na formação McMurray, Athabasca (ALVARADO, et al., 2010).

O método de combustão *in situ* (ISC) envolve a injeção de ar, em que o óleo inflama, gerando calor e gases de combustão que melhoram recuperação. Esse método tem sendo mais explorado no Canadá, Índia, Romênia e EUA. Tradicionalmente esse método é usado em óleo extremamente pesado, porém uma nova versão, denominada de injeção de ar com pressão (GAAP), vem ganhando espaço no mercado, sendo utilizado em casos de óleos médios e leves em reservatórios de carbonato de baixa permeabilidade (KOKAL, 2010).

No universo de rochas carbonaticas, a injeção de vapor, em sua maioria, consiste em testes de pequena escala. O campo em Omã, Qarn Alam, projeta uma operação de injeção de vapor em todo o campo. A injeção de ar na formação de carbonato apresenta um aumento constante de 2000, especialmente a tecnologia GAAP nos EUA. Com objetivo de melhorar a recuperação de óleos leves, campos em Montana, Dakota do Sul, Dakota do Norte utilizam essa tecnologia aproximadamente há 30 anos. (KOKAL, 2010).

Outros métodos térmicos estão surgindo, porém com nenhum ou baixo impacto na produção de petróleo. Alguns deles são: a geração de fundo de poço de vapor, aquecimento elétrico, aquecimento eletromagnético e micro-ondas. Até o momento, essas tecnologias não viáveis técnica e economicamente. (ALVARADO, et al., 2010, BONDOR, 2009; EMAD, 2016).

3.2.2 MÉTODO DE GÁS

A injeção de gás, especificamente CO₂ é o método de recuperação melhorada de petróleo mais aplicado no mundo atualmente, sendo aplicável em óleos leves, tanto em reservatórios carbonatícos quanto em areníticos. Dentro deste universo, destacam-se a injeção alternada de água e gás (WAG), variando com gases enriquecidos ou solventes e suas combinações. Sua disseminação no mercado se deve ao aumento de recuperação pela miscibilidade com o petróleo do reservatório, a eliminação do CO₂ atmosférico, visando diminuir o efeito estufa e a baixos preços no mercado (BONDOR, 2009; KOKAL, 2010).

As injeções de gás natural em reservatórios areníticos *onshore* apresentaram uma resposta significante na recuperação de petróleo, visto no Canadá, EUA, Venezuela. A maioria dos projetos em andamento se concentram no Texas, EUA. Seu desempenho teve a ajuda da externalidade dos baixos preços e altos volumes de gás natural e ótima infraestrutura de gasoduto. Outro importante ponto de concentração da tecnologia é no Canadá (Weyburn-Midale, Saskatchewan). Vale destacar o Alasca, onde há grandes reservas de gás natural e não há como escoá-los. A situação em reservatórios *offshore* apresenta uma situação diferenciada. Dependo da região, não há uma rede de distribuição de gás natural. Desta forma a injeção de gás para manter a pressão do poço ou o WAG são as alternativas mais viáveis. A injeção de gás apresenta-se com uma solução para óleos leves, principalmente se não há possibilidade de vender o gás produzido no local. (ALVARADO, et al., 2010; KOKAL, 2010; BONDOR, 2009; EMAD, 2016).

Vislumbra-se um mercado de recuperação melhorada de petróleo com injeção do gás CO₂. Os EUA projetam incluir Cranfield, Heidelberg Oeste, Creek Field e Sussex. Há estudos para a implantação em reservatório arenítico no Golfo do México. No Canadá, a tecnologia será implantada nos campos Joffre e Pembina. Estima-se que o potencial em Alberta seja de 3,6 bilhões de barris ao longo das suas próximas décadas. Há relatos de outros países, como Hungria, Trinidad, Oriente Médio e outros. (KOKAL, 2010;BONDOR, 2009; EMAD, 2016)

3.2.3 MÉTODOS QUÍMICOS

A injeção de solução de polímero é a única tecnologia de métodos químicos, comprovada, de recuperação melhorada de petróleo para poços carbonáticos, principalmente quando a injeção é na fase inicial de produção. Apesar disso, há poucas injeções de solução polimérica em poços carbonáticos. Entre esses poucos casos, observa-se a injeção de polímero-surfactante (SP), nos EUA. As primeiras injeções de solução polimérica comerciais ocorreram em 1980 em North Burbank, EUA, demonstrando que há a possibilidade de retirada de mais petróleo de campos maduros. Apesar de serem os primeiros a desenvolverem a tecnologia, são relatados

poucos casos de sucesso nos EUA. Mundialmente, a China apresenta os melhores resultados da aplicação da tecnologia de injeção de solução polimérica (ALVARADO, et al., 2010).

As tecnologias de injeção de solução polimérica em reservatórios de arenitos onshore podem ser consideradas uma tecnologia madura. Atualmente há projetos piloto ou injeção de solução polimérica em grandes escalas na Argentina, Canadá, China, Brasil, Índia, Alemanha, EUA.Outros métodos químicos, como solução alcalina, surfactantes, alcalino-polímero (AP), agente tensoativo-polímero (SP) e metais alcalinos-tensoativo-polímeros (ASP) apresentam poucas aplicações mundiais. A injeção de solução polimérica micelar até início de 1990, apresentava o segundo método químico mais usado em reservatórios de petróleos leves e médios. Mesmo sendo uma tecnologia promissora desde 1970, as altas concentrações, os custos e o baixo preço de petróleo durante a década de 80, inviabilizaram a tecnologia. As dispersões coloidais em gel (CDG) e Bright Water® são novas tecnologias a base de polímeros atualmente em fase e piloto. A CDG está sendo usado no campo de Daqing, China, na Argentina e nos EUA. O Bright Water® está sendo testado no Alasca (ALVARADO, et al., 2010; KOKAL, 2010; EMAD, 2016)

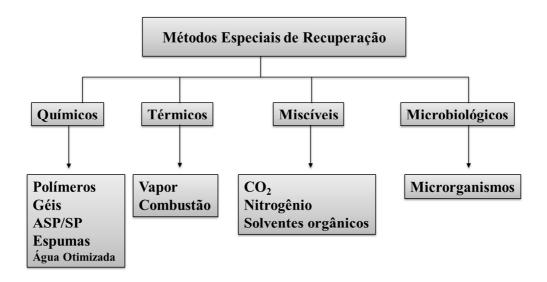
A injeção da água inteligente ou água otimizada é um método químico. Consiste na injeção de uma água com composição otimizada (em termos de salinidade e composição iônica). Pesquisas demonstraram que essa tecnologia pode desempenhar um papel significativo, melhorando a recuperação em 10% na produção final. Na Noruega, onde se verifica um efeito positivo na injeção de água do mar contendo sulfato em reservatórios de carbonato. Além disso, o método da água otimizada apresenta várias vantagens se comparadas com outros métodos químicos, como menor investimento, a preservação do *layout* das instalações, a dispensa de poços de monitoramento, a dispensa de mudanças de tubulações e revestimentos, aplicação no ciclo de vida precoce do reservatório e o retorno mais rápido ALVARADO, et al., 2010; KOKAL, 2010; EMAD, 2016)

3.3 MÉTODOS QUÍMICOS RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO - POLÍMEROS

Este tópico visa aprofundar tecnicamente os métodos químicos de recuperação avançada de petróleo que utilizam polímeros, apresentando suas vantagens e gargalos na sua aplicação.

Há uma diferença entre métodos especiais e recuperação avançada. Por definição, recuperação avançada (ou *Improved Oil Recovery*, IOR) é qualquer método ou tecnologia usada para o aumento do fator de recuperação como otimização da malha de produção, perfuração de novos poços, sísmicas para melhor caracterização do reservatório, métodos especiais (ou *Enhanced Oil Recovery*, EOR), entre outros (MOCZYDLOWER, 2008).

O recuperação melhorada de petróleo pode ser subdividido em quatro grandes grupos. São os métodos químicos, térmicos, miscíveis e microbiológicos, conforme mostra a Figura 2. Devido a importância da tecnologia, as tecnologias miscíveis, especificamente a gás ganharam um *status* a parte (REKSIDLER, 2015)



Fonte: Reksidler, 2012.

Figura 2 – Métodos especiais de recuperação de petróleo, adaptação.

A definição da tecnologia aplicada depende de cada cenário específico. Em casos de baixo fator de recuperação devido à heterogeneidade geológica, as tecnologias ideais são: bloqueio por géis, polímeros de alta penetração, biomassa e biopolímeros; em casos de interface entre o óleo e os fluidos deslocantes, as soluções são: a redução da tensão interfacial por surfactante, álcalis e métodos miscíveis; quando há molhabilidade da rocha ao óleo gerando baixa recuperação, as melhores soluções são: a inversão de molhabilidade por sufactante ou água otimizada e quando o cenário é mobilidade do óleo muito menor que a mobilidade do fluido descolante, as melhores soluções são o aumento da viscosidade da água por polímeros e do gás por espumas (REKSIDLER, 2015;BOTECHIA, 2016).

3.3.1 – CONCEITOS BÁSICOS

Como explicado anteriormente, o fator de recuperação (ou eficiência de recuperação) de petróleo médio mundial é aproximadamente 30%. Esses fatores são cruciais para qualquer companhia de petróleo, pois a evolução das reservas de petróleo durante a tempo impacta diretamente no seu patrimônio e valores das suas ações.

Ao se definir uma reserva, necessita-se avaliar a possibilidade de retirada deste óleo. Para uma melhor avaliação do risco, divide-se em quatro categorias: reservas provadas, reservas prováveis, reservas possíveis e recursos contingentes. A reserva provada é quando o reservatório já está em produção ou através de testes, existe a capacidade de produção confirmada. O volume produzido é economicamente viável. A reserva provável é quando a comprovação depende do início da produção ou da confirmação da viabilidade econômica. A reserva possível são os volumes estimados que não apresentem uma viabilidade econômica confirmada, ou dependem de novas tecnologias, como recuperação avançada de petróleo, para se tornar viável. Os recursos contingentes são os volumes sem perspectivas de serem extraídos nas condições atuais.

Outros conceitos importantes que influenciam diretamente o fator de recuperação são: a eficiência de varrido (E_A) e a eficiência de deslocamento (E_I), com demonstrado na Eq.1. A eficiência de varrido (E_A) volumétrica é uma correlação entre o volume conquistado pela água ou gás e o volume total. Está associada à canalização e à razão de mobilidade entre o fluido de injeção e o óleo do reservatório. Tal eficiência se propaga em todas as direções (REKSIDLER, 2015; MOCZYDLOWER, 2008)

Eq. 1 – Fator de Recuperação (E_v)

$$FR = E_A. E_I$$

 E_A = Eficiência de Varrido;

 E_I = Eficiência de Deslocamento

Essa eficiência de varrido (E_A) é determinada pela malha de drenagem, heterogeneidade do reservatório, importância relativa entre os efeitos viscosos gravitacionais e razão de mobilidade. O parâmetro que é possível influenciar através do método especial é a razão de mobilidade. Isso é um exemplo clássico da injeção de solução polimérica viscosificante, caso do presente estudo, onde através de métodos químicos se aproxima a mobilidade do fluido injetado com a mobilidade do óleo deslocado. Esse método é quantificado pela razão de mobilidade, M, tendo como objetivo o valor unitário, definido pela Eq. 2:

Eq. 2 – Razão de Mobilidade

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w / \mu_w}{k_o / \mu_o} = \frac{\mu_o}{\mu_w} \frac{k_w}{k_o}$$

 λ_w = mobilidade da água;

 λ_{o} = mobilidade do óleo

 k_w = permeabilidade efetiva à água

k_o = permeabilidade efetiva ao óleo

 $\mu_{\rm w}$ = viscosidade da água

 μ_w = viscosidade da água

A eficiência de deslocamento (E_I) tem um papel fundamental na recuperação de petróleo. Essa eficiência está relacionada diretamente com o volume de óleo residual no reservatório e às forças capilares e forças viscosas. As forças capilares estão relacionadas diretamente com a molhabilidade da rocha. Quando a rocha tende a adsorver um fluido, ela é molhável a este fluido, quando a rocha tende a expelir, ela não é molhável. Existem alguns métodos para verificar tais características.

Com essas informações, pode-se entender o conceito de pressão capilar, que é a pressão exercida sobre um fluido não molhante ao passar por um capilar (poro da rocha) preenchido com um fluido molhante, deslocando-o, quando há dois fluidos imiscíveis (por exemplo, água e óleo). Essa pressão pode ser calculada pela Equação de Laplace

O óleo que pode ser produzido é vinculado à razão entre as forças viscosas e forças capilares, conhecido como número de capilar.

3.3.2 – POLÍMEROS VISCOSIFICANTES PARA INJEÇÃO EM RESERVATÓRIO

3.3.2.1 - Características

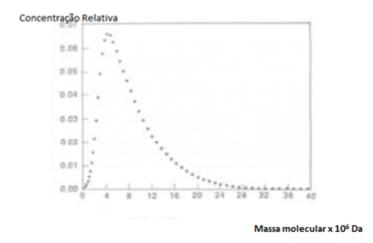
Como abordado anteriormente, será focalizada a injeção de solução polimérica viscosificante que tem como objetivo aumentar a viscosidade do produto injetado, alterando a mobilidade e proporcionando uma melhor eficiência de varrido

volumétrico. Dentre os métodos químicos, este tipo de injeção de solução polimérica é o mais usado mundialmente, sendo uma tecnologia com mais de 40 anos e vários casos de sucesso citados na literatura (FERREIRA, 2016; BONDOR, 2009; MEZZOMO, 2002).

Os polímeros têm sido considerados para aplicação em recuperação avançada de petróleo. No entanto, os polímeros mais utilizados nos métodos químicos de recuperação melhorada de petróleo são a goma xantana (XG) e poliacrilamida hidrolisada (HPAM). A goma xantana é conhecida por suas excelentes propriedades viscoelásticas, mesmo para salmouras de alta salinidade, resistência elevada à degradação de cisalhamento, tendo menores gargalos operacionais em seu uso. Porém os baixos volumes produzidos de goma xantana, a alta biodegradação e preocupações de segurança sobre adição de biocida dificultam a sua utilização. HPAM é o polímero mais utilizado nas aplicações de recuperação avançada de petróleo, principalmente pela disponibilidade e custo de produção, sendo menos suscetível a biodegradação, atende às necessidades de viscosidade e reduz a permeabilidade à água (LOPES, 210; BARROSO, 2015; KARLSEN, 2007; POPE, 2007).

A poliacrilamida é um polímero sintético hidrofílico, sendo formada por copolímeros de ácido acrílico e acrilamida. O HPAM é um polieletrólito com cargas negativas sobre os grupos carboxílicos, o que implica na forte interação entre as cadeias de polímeros e qualquer cátion presente no solvente, especialmente para os graus de hidrólise mais elevados (LOPES, 2014).

Como explicado anteriormente, outra característica importante é a massa molar (MM). Quanto maior o MM, maior o efeito de viscosidade no meio. HPAM utilizados para métodos de recuperação melhorada de petróleo apresentam altas massas molares. Porém são relatados problemas de injeção do produto no poço quando o MM é superdimensionado., na produção dos polímeros há uma polidispersão intrínseca ao processo, observado até os dias atuais. Desta forma, o MM é apresentado como uma faixa onde é considerado o peso molecular médio. Para utilização em recuperação avançada de petróleo, o HPAM apresenta uma ordem de MM de 10^6 dalton. A Figura 3 mostra a dispersão do MM em um polímero típico no uso de recuperação avançada de petróleo. (ARGABRIGHT, et al., 1982)



Fonte: ARGABRIGHT, et al. (1982)

Figura 3– HPAM, Distribuição da massa molecular em polímero utilizado em injeção para recuperação melhorada de petróleo, adaptado.

As soluções poliméricas apresentam um comportamento não-*newtoniano*. Observa-se um comportamento de degradação - da cadeia polimérica, quando submetido a altas taxas de cisalhamento. As baixas taxas de cisalhamento, menores que 0,1 s⁻¹, observa-se um comportamento *newtoniano*, em que a viscosidade aparente é constante com a variação da taxa empregada, porém, em taxas superiores a 1,0s⁻¹, a viscosidade da solução polimérica apresenta um comportamento pseudoplástico, sendo cada vez mais pronunciado com o aumento da concentração do polímero na solução (SORBIE, 1991).

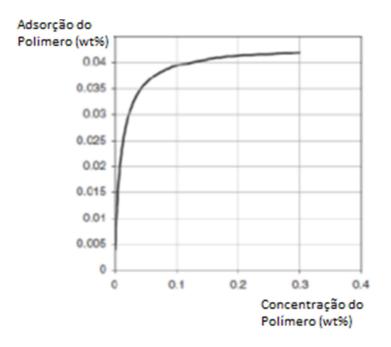
3.3.2.2- Fatores que Influenciam a Viscosidade

Alguns fatores influenciam diretamente o desempenho da solução polimérica. Os principais fatores são a concentração salina, dureza da água, pH e temperatura. A temperatura é o parâmetro que está relacionado à energia interna da substância. Como previsto em fluidos newtonianos, a viscosidade é diretamente proporcional à força de

atração entre as moléculas Com o aumento da temperatura, acontece o aumento da agitação molecular, diminuindo a força de atração, diminuindo sensivelmente a viscosidade, que pode ser calculada pela relação de Arrhenius. O pH influencia diretamente na abertura do novelo do polímero, afetando diretamente a performance do produto. Esse efeito é verificado a valores de pH baixos. Esse processo é explicado pelo excesso de íons positivos (prótons) em solução que diminuem a eficiência do grupo carboxílico. Tais íons formam uma nuvem eletrônica difusa em torno dos grupos carregados, sem estarem ligados diretamente na molécula. Isso fará com que o polímero seja completamente neutro em baixos valores de pH e bastante efetivo em altos valores de pH (DAS, 2014; LEE, 2009; POPE, 2007; RYLES, 1988; LOPES, 2010; TAYLOR, 1998; VERMOLEN, 2011).

Frequentemente, os efeitos da dureza da água aparecem acompanhados com o efeito da salinidade em recuperação melhorada de petróleo em sistemas *offshore*, pois ambos advêm da utilização da água do mar ou água de formação. Embora os cátions monovalentes sejam predominantes, há quantidades de cátions bivalentes suficientes para influenciar significativamente na viscosidade do polímero injetado O aumento da salinidade e dureza da água aumenta a concentração de cátions no sistema. Isso possibilita a blindagem dos grupos iônicos, que reduzem as repulsões eletrostáticas dos grupos carboxilatos, de caráter negativo, diminuindo as forças repulsivas responsáveis pelo alongamento do novelo, consequentemente diminuindo a viscosidade. Esses efeitos são mais pronunciados com o aumento do grau de hidrólise (GH). Os cátions bivalentes (cálcio e magnésio) apresentam efeitos mais significativos, sendo mais prejudiciais que os monovalentes (sódio e potássio). Na presença de cátions bivalentes, a solução polimérica pode sofrer separação de fase com precipitação do polímero (SORBIE, 1991; LOPES, 2010).

A adsorção de polímero é função de vários fatores, tais como concentração salina do solvente, tipo e concentração do polímero da superfície da rocha conforme mostra a Figura 4. (FERREIRA, 2016; SHENG, 2012; VIDAL, 2015)



Fonte: SHENG, 2012

Figura 4- Adsorção do polímero HPAM em diferentes concentrações, adaptado.

3.4 – ÁGUA OTIMIZADA

3.4.1 – PANORAMA MUNDIAL

Uma nova tecnologia surgiu na área de recuperação avançada de petróleo. Água Otimizada (AO), Smart Water[®], LoSal[®], Designer Waterflood[®], AIM[®], Água Engenheirada, entre outras denominações, tratam da mesma técnica que utiliza a injeção da água de baixa salinidade com composição otimizada dos íons. Acredita-se que devido à mudança de formulação da solução aquosa, há uma alteração de molhabilidade da rocha, aumentando a produção de petróleo. Devido à sua eficiência considerável em reservatórios de óleos médios, sua fácil aplicação no poço, disponibilidade de acesso a água (casos *offshore*) e seu baixo custo de implantação e operação quando comparados com outros métodos de recuperação avançada de petróleo, tal tecnologia vem ganhando importância no cenário mundial (EMAD, 2016; AYIRAL, 2016; HANSEN, 2009; REZAEIDOUST, 2011).

Em 1990, pesquisadores da Universidade de Wyoming (EUA) vislumbraram a possibilidade da interação química da água de injeção com o reservatório, extrapolando as tecnologias anteriores que vislumbravam apenas o efeito físico da injeção. Esse estudo começou com rochas do tipo arenito, onde houve um estudo complexo para identificar os efeitos de cada íon. Em 2000, a Universidade de Stavanger na Noruega iniciou um estudo em rochas carbonáticas, a fim de comprovar os mecanismos e efeitos. Verificaram-se sistemas distintos nos reservatórios de arenito e carbonato. Foram propostos vários mecanismos e teorias sobre o assunto, porém nenhuma definitiva até o momento. Mas foram observados ganhos expressivos em recuperação de óleo, chegando a 17% no fator de recuperação (BEHRUZ, 2013).

A Shell tem projetos de implantar a tecnologia no norte da Síria, nos campos de Omar e Sijan. Ela pretende injetar a água de rio, com concentração de 500 mg/kg de NaCl total. Pelos testes preliminares, observou-se um aumento no fator de recuperação de 9 a 23%. A Statoil estuda a aplicação de piloto em alguns poços *offshore*, Heidrun, Snorre e Gullfaks. Em 2012, a Saudi Aramco fez o seu primeiro

teste em campo. A BP foi uma das pioneiras da tecnologia, começando a realizar testes nos reservatórios em Prudhoe Bay em 2003. Em 2005, houve a operação em Edicott e Borealis com o aumento de fator de recuperação de 8 a 19% e piloto em 2008, com aumento de 10% no fator de recuperação. Em 2016 começa a primeira injeção comercial da AO, no poço de Clair Ridge, no Mar do Norte. É um projeto pioneiro, que injeta AO desde o primeiro dia, começando com recuperação melhorada de petróleo desde o início da exploração. A expectativa da produção é em 2017. Outros reservatórios estão em fase de estudo para aplicação como Mad Dog Phase 2, Thunder horse, Golfo do México e Valhall, no Mar do Norte (EMAD, 2016; AYIRAL, 2016).

3.4.2 – TECNOLOGIA DA ÁGUA OTIMIZADA (AO)

A maioria dos estudos confirmou uma resposta positiva à injeção de salinidade baixa, o que é traduzido pela a recuperação de petróleo adicional em ambos os modos de injeção secundária e terciária. Acredita-se que a alteração da molhabilidade seja a principal razão por trás da recuperação de petróleo adicional devido à injeção de água de baixa salinidade, porém alguns outros mecanismos foram sugeridos. Como discutido anteriormente, cada tipo de reservatório possui suas propostas de mecanismos distintos. A seguir, serão apresentados somente as propostas de mecanismos para os reservatórios de arenitos, que é o foco do trabalho (EMAD, 2016; AYIRAL, 2016; HANSEN, 2009; REZAEIDOUST, 2011; AHMADUN, 2009; AKSULU, 2012)

3.4.3– PROPOSTAS DE MECANISMOS PARA RESERVATÓRIO DE ARENITO

O mecanismo até o momento não há uma conclusão de como ocorre o efeito da AO em arenitos. Devido à complexidade da interação entre rocha, óleo, gás e água, novas tecnologias estão sendo desenvolvidas para entender os fenômenos. Os

mecanismos propostos não explicam integralmente todos os cenários e apresentam divergências em suas bases teóricas. Os principais são migração de finos, aumento de pH, troca multi-iônica (MIE), "slating-in" e alteração de molhabilidade, sendo definidos a seguir. (EMAD, 2016; AYIRAL, 2016; HANSEN, 2009; REZAEIDOUST, 2011; AHMADUN, 2009; AKSULU, 2012)

A migração de finos é iniciada a partir da argila, ocorrendo quando há fluxo de um fluido que possui uma concentração total de cátions ou uma percentagem de cátions bivalentes (Ca²⁺ e Mg²⁺) desequilibrada com a argila. Há uma hidratação da mesma provocando o inchamento e liberando fragmentos, principalmente a caulinita. Esses fragmentos entupiriam os canais de baixo diâmetro, aumentando a pressão do sistema e melhorando o efeito de varrido. Observou-se que esse processo é favorecido quando a rocha está em um sistema altamente salino e passa para um sistema de baixa salinidade.

A alteração de pH se baseia na saponificação do óleo na rocha. Devido a gases e componentes ácidos no reservatório (CO₂, H₂S, RCOOH, entre outros) a superfície da rocha adsorve os componentes ácidos do óleo e os cátions bivalentes em solução, alterando a salinidade e a composição da água de injeção, estabelecendo um novo equilíbrio, onde os cátions bivalentes vão para a solução para equilibrar a baixa quantidade. Esses cátions são substituídos por H₃O⁺, aumentando o pH na superfície da rocha. Os compostos ácidos do óleo aderido com a rocha interagem com o OH disponível, provocando a liberação do óleo.

Entretanto, para esse processo acontecer, necessita-se de um óleo com alto índice de acidez (TAN). Normalmente, esse é um parâmetro de escolha do reservatório para aplicação da tecnologia, porém já foram observados casos onde há um aumento da recuperação do óleo, mesmo com TAN baixo.

Devido às diferentes afinidades de vários cátions com a superfície da rocha, o mecanismo multi-ion (MIE) é baseado em um efeito de interação entre a água e a rocha conhecido por geocromatografia, onde a troca catiônica é um fenômeno natural que ocorre na superfície dos minerais. Acredita-se que o sistema de petróleo /salmoura /rocha está intrinsecamente em um equilíbrio termodinâmico; ao se injetar a água de baixa salinidade com a concentração de eletrólitos diferente da água de formação,

provoca-se uma perturbação no sistema de equilíbrio gerando variações nas concentrações iônicas dos cátions bivalentes pelos cátions monovalentes. Além disso, a presença de cátions bivalentes na água de formação pode estar presentes na superfícies dos poros da rocha e reterem óleo eletronegativamente. Teoricamente, mudando por cátions monovalentes, haverá liberação do óleo a partir da superfície da rocha, aumentando o fator de recuperação.

O mecanismo de *slating-in* baseia-se na solubilização dos compostos polares do óleo. Devido ao equilíbrio termodinâmico bruto/salmoura/rocha, ao injetar água de baixa salinidade, a fase aquosa aumenta a solubilidade dos componentes orgânicos polares em mudanças de água. *Salting-out* e *salting-in* são bem conhecidos na literatura química. A adição de sal ao sistema (*salting-out*) leva a diminuição da solubilidade do material orgânico na água. Ao contrário, *salting-in*, que significa diminuir a salinidade do sistema por remoção de sal da água leva a um aumento da solubilidade destes materiais orgânicos. Os materiais orgânicos são solvatados em água, pela existência de ligação de hidrogênio, criando uma camada de água em torno da parte hidrofílica. No entanto, a presença do material inorgânico (Ca²⁺, Mg²⁺ e Na⁺) leva a quebra desta estrutura, diminuindo a solubilidade destas moléculas orgânicas. Assim, a concentração dos íons bivalentes tem um efeito muito maior sobre a solubilidade do material orgânico na água. Diminuindo a salinidade do sistema abaixo de uma força iônica crítica, pode-se aumentar a solubilidade do material orgânico na fase aquosa, que é chamado de efeito *salting-in*.

A alteração da molhabilidade é considerada o principal fenômeno por trás do aumento da recuperação de petróleo usando água de baixa salinidade. Essa tecnologia engloba vários mecanismos como migração de finos, redução interfacial devido à elevação do pH, troca multi-ion e expansão da camada dupla. Para que o efeito da água otimizada seja observado, as rochas do tipo arenito devem ter em sua composição argilas e minerais específicos, o petróleo do reservatório deve ter características distintas como componentes polares e a água injetada devem conter cátions bivalentes (Ca²⁺ e Mg²⁺) e baixa concentração salina (1000 a 5000 mg/kg). Esses efeitos podem ser analisados com o aumento do pH e a liberação de cálcio em solução do efluente.

3.5 APLICAÇÕES DOS DOIS MÉTODOS CONCOMITANTEMENTE

BEHRUZ (2013) estudou a injeção de água de baixa salinidade com polímeros viscoelásticos com o objetivo de aumentar do fator de recuperação, realizando teste em fluxo para estudar as sinergias possíveis no processo. Nesse estudo o autor utilizou a água do mar sintética (SSW) como caso padrão e a água otimizada sendo a concentração da água sintética *diluída* dez vezes. O polímero usado foi o Flopaam 3630S com grau de hidrólise entre 25% a 30%. A concentração usada variava entre de 300mg/kg a 1000 mg/kg de polímero. O óleo utilizado foi um óleo do poço do mar do norte, não especificado, misturado com dimetil-benzeno para corrigir a viscosidade. A amostra utilizada foi afloramento Berea, com molhabilidades intermediárias e molháveis a água.

Os resultados obtidos neste estudo demostram que o estado inicial de molhabilidade de um meio poroso é um fator chave na eficiência de injeção de água otimizada e que núcleos com molhabilidades intermediárias apresentam melhor resposta, conseguindo ganhos acima de 10% no fator de recuperação.

Verifica-se que as amostras com molhabilidade intermediária que tiveram a água otimizada como injeção secundária e polímero, apresentaram maiores aumentos de recuperação na injeção do polímero e melhores fatores de recuperação de óleo final.

Observa-se que a elevação da diferença de pressão ao aumentar a viscosidade com o polímero não é a única responsável na produção adicional nos experimentos. Observa-se que os casos com amostras molháveis a água apresentam um aumento de pressão maior do que as amostras com molhabilidade intermediárias e isso não acarreta em um aumento de produção de óleo.Portanto, entende-se que a acumulação de pressão não é uma condição necessária para o aumento da recuperação de petróleo neste estudo. A saturação tende a diminuir com o aumento do número capilar que dependente dos estados de molhabilidade dos meios porosos, chegando a valores máximos, conhecido como o número capilar crítico (Ncc). Segundo BEHRUZ (2013), os números capilares críticos para o arenito tipo Berea molháveis a água e intermediário são aproximadamente 10^{-5} e 10^{-4} , respectivamente.

4 – METODOLOGIAS, RESULTADOS E DISCUSSÃO

Verifica-se uma sinergia valiosa ao se criar um cenário da injeção de solução polimérica com a água otimizada. Primeiramente, devido às baixas concentrações salinas e consequentes mais fracas forças iônicas, o sistema demanda menor quantidade de polímero para apresentar a mesma viscosidade e o mesmo desempenho das forças viscosas pretendida com a concentração projetada inicialmente. Existe o processo da água otimizada que tem como objetivo alterar a molhabilidade do reservatório, alterando as forças capilares. A aplicação de mais de um método de recuperação melhorada de petróleo possibilita o aumento do fator de recuperação final, gerando uma eficiência de varrido mais duradoura. A interação rocha polímero é algo extremamente importante no processo, sendo necessário analisar a sensibilidade de tais fatores no processo, que são:

- Fator de redução da permeabilidade residual (FRPR);
- Volume poroso inacessíveis (VPI);
- Adsorção máxima.

O valor de adsorção máxima também é responsável pelo melhor desempenho da tecnologia, pois quanto menor o valor desse parâmetro, maior o aumento do fator de recuperação, mantendo os demais fatores constantes. Como descrito no item 3.3.2.2 na, a adsorção do polímero tem uma reação exponencial inversamente proporcional à concentração de polímeros usados no processo. Pequenas variações de concentração de polímeros apresentam grandes variações de adsorção na rocha, chegando a uma estabilidade em concentrações mais altas. Quanto maior o nível de hidrólise, ou seja, grau de hidrólise (GH), maior é a viscosidade da solução polimérica. Isso é válido para valores de 30 a 40%, porém para percentuais acima desta faixa, observa-se a diminuição da viscosidade, como demonstrado no item 3.3.2.2 . Tal processo é

explicado pelo desenovelamento do polímero. Originalmente o polímero encontra-se na forma enovelada, porém ao se hidrolisar ocorre a extensão da molécula, ficando aproximadamente linear e consequentemente viscosificando o meio. Porém quanto mais linear o polímero, menor resistência mecânica, degradando-se com maior facilidade e quebrando as longas cadeias poliméricas. Nos produtos comerciais, o grau de hidrólise varia de 15 a 35%. Em aplicações de recuperação avançada de petróleo, o grau de hidrólise em geral está perto de 25% (SORBIE, 1991)

VERMOLEN (2011) em seu estudo verificou que a solução polimérica de baixa salinidade possui uma maior resistência térmica comparando-se com as soluções padrão polimérica que utiliza água do mar dessulfatada para diluição.

No presente trabalho a proposta é diminuir a concentração do polímero para ter a mesma eficiência de recuperação avançada de petróleo

A estratégia apresentada para correlacionar os ganhos possiveis da aplicação da água otimizada para formulação da solução polimérica, foi:

- Utilizar referências bibliográficas e os dados de laboratório produzidos no laboratório do CENPES/PETROBRAS pela equipe de Recuperavção Avançada de Petróleo para confecção de uma superfície de resposta teórica entre a concentração salina e concentração de polímero, mantendo as condições alvo de estudo;
- Desenvovler um rol das tecnlogias de produção de água, condensando todas as informações necessárias para o estudo econômico;
- Verificação dos custos mais sensíveis para injeção da água otimizada e propor alternativa;
- Condições de contorno para aplicação dos cálculos
- Avaliar os cenários escolhidos (Dalia e modelo matemático da Bacia de Campos) e correlacionar os reservatórios.
- Avaliar os pontos críticos da viabilidade técnica da aplicação de polímero viscosificante em sistemas offshore, utilizando o cenários desenvolvido

• Utilizar os dados de entrada elaborados (rol das tecnologias de produção de água, superfície de resposta da concentração polimérica e curva de produção adicional de óleo do cenário refinado) e realizar uma análise de VPL e TIR.

4.1 – ESTUDO SOBRE INTERAÇÃO DO POLÍMERO COM A CONCENTRAÇÃO SALINA

No presente trabalho, foi analisado estudos de laboratório e referências bibliográficas com a finalidade de desenvolver uma correlação teórica entre o desempenho da concentração do polímero em relação à salinidade do meio. Para fins de estudo será escolhido o polímero HPAM Flopaam 3630S.

4.1.1 – INTERAÇÃO DO POLÍMERO SNF 3630S COM CONCENTRAÇÃO SALINA NO ESTUDO DE CASO.

O estudo de referências bibliográficas foi estudado modelos que podessem prever o comportamento da solução polimérica.

Alguns fatores devem ser considerados, segundo Kang (2014). Para campos *offshore*, até o momento as condições de aplicação de polímero são:

- Vicosidade do óleo menor do que 241 cP.
- Densidade do óleo maior que 15,2 °API.
- Saturação de óleo maior que 37,5%.
- Temperaturas menores que 71°C.
- Permeabilidade de 1000 mD a 9000 mD;
- Óleo com Teor de Ácidos Naftênicos (TAN) alto, maior que 1.

É possível prever a relação entre a viscosidade e a concentração de polímeros, variando a salindade do meio através da equação de Flory-Huggins, demosntrado na Eq. (SHENG, 2011).

Eq. 3- Modelagem de salinidade e viscosidade polimérica, equação de Flory-Huggins

$$\mu^{\circ} = \mu_{w} (1 + (A_{p1}C_{p} + A_{p2}C_{p}^{2} + A_{p3}C_{p}^{3})C_{sep}^{Sp})$$

 μ° = Viscosidade do polímero;

 C_p = Concentração do Polímero na água;

 C_{sep} = Salinidade efetiva para o polímero

 A_{p1} , A_{p2} , A_{p3} e S_p = parâmetros de ajuste

LEE (2009) otimizou a relação da alteração da viscosidade com a temperatura e concentração salina em uma equação teórica ajustada de forma empírica para o polímero 3630S, conforme demonstrado na Eq.4.

Eq. 4 – Modelagem de salinidade e viscosidade para o polímero viscosificante SNF 3630S, conforme LEE, 2009.

$$|\eta| = \exp\left[\left(\frac{b_1C_1 + b_2}{C_1 + b_3}\right)\left(\frac{C_1 + (b_4C_2)^{b_5}}{C_1}\right)^{b_6}\right]$$

 $|\eta|$ = Viscosidade Intrínseca (mPa.s);

C₁= Concentração de Sódio (g/ml);

C₂= Concentração de Cálcio (g/ml);

 $b_1 = 8,009$

 $b_2 = 0.01639$

 $b_3 = 0.00146$

 $b_4 = 0,3318$

 $b_5 = 0,5708$

 $b_6 = -0.0976$

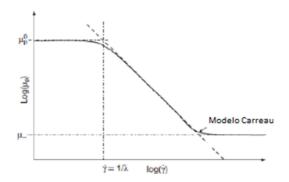
Eq. 5 – Modelagem de variação de viscosidade com a variação da temperatura, conforme LEE, 2009.

$$\frac{\left|\eta\right|(T)}{\left|\eta\right|\left(T_{ref}\right)} = \frac{T_{ref}}{T}$$

T = Temperatura Desejada (Kelvin);

T_{ref} = Temperatura Referência (Kelvin);

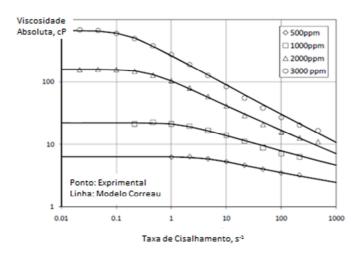
Essa modelagem matemática empírica só é possível em baixas taxas de rotações. Apesar das soluções poliméricas normalmente se comportarem como um fluido pseudoplástico, em baixas taxas ele apresenta uma relação praticamente linear, conhecida como plateau newtoniano, conforme mostra a Figura 5 (SHENG, 2011).



Fonte: SHENG, 2011

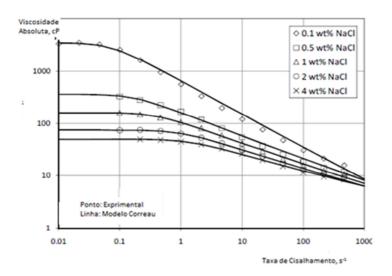
Figura 5 - Comparação entre os modelos de Carreau e de leis de potências, adaptado.

Paralelamente, observam-se alguns estudos que relacionam à viscosidade dinâmica a concentração de polímeros, variando a concentração salina. LEE (2009) apresenta um estudo no qual ele varia a taxa de cisalhamento a concentração do polímero 3630S em uma solução de 10.000mg/L de NaCl e uma variação da taxa de cisalhamento com várias concentrações salinas (100 a 40.000 mg/L NaCl), Figuras 6 e 7.



Fonte: LEE, 2009

Figura 6 – Efeito da concentração do polímero 3630S em 10.000mg/kg a 25°C, na viscosidade dinâmica, adaptado.



Fonte: LEE, 2009

Figura 7 – Efeito da concentração da salinidade com 2000 mg/kg de 3630S a 25°C, na viscosidade dinâmica, adaptado.

Um estudo similar, focando na injeção de alguns polímeros nos reservatórios do Golfo da Arabia, observa-se que entre os polímeros estudados está o 3630S. São definidas algumas águas possíveis ao seu processo que apresentam resultados reológicos do polímero 3630S em 25°C com uma taxa de cisalhamento de 5,68s⁻¹. Outro aspecto importante do estudo foi estabilidade térmica do produto, onde foi possível concluir que em soluções poliméricas com menor salinidade (monovalentes e bivalentes) apresentam menor degradação térmica em função do tempo (VERMOLEN, 2011).

4.1.2 – ESTUDO LABORATORIAL DO POLÍMERO SNF 3630S

Com a finalidade de gerar uma relação de referência entre concentração de polímero SNF 3630S, salinidade e temperatura foi produzido no laboratório do CENPES/PETROBRAS alguns ensaios de reologia para a confecção da curva

experimental. Tal ensaio foi feito no reômetro rotativo HAAKETM MARSTM 60, fabricado por ThermoFisher, nas seguintes condições:

- Temperatura de 25°C e 50°C.
- Taxa de cisalhamento de 7,43 s⁻¹, uso comum para estudo de injeção em reservatórios.
- Diluição em água do mar dessulfatada (aproximadamente 30.000 mg/L de NaCl).

4.1.3 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

No laboratório do CENPES (PETROBRAS S.A.) foram realizados alguns testes de reologia com o polímero 3630S pela equipe de laboratório de recuperação avançada de petróleo, a uma taxa de 7,43s⁻¹, com concentração salina de 30.000mg/L de NaCl, variando-se a concentração do polímero a duas temperaturas distintas (25°C e a 50°C), conforme demonstrado na Figura 8.

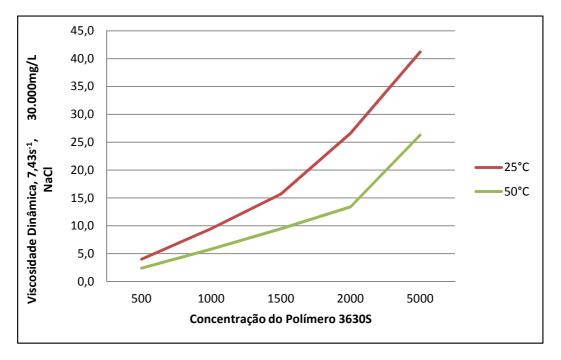


Figura 8– Viscosidade dinâmica (7,43s⁻¹, 30.000 mg/L de NaCl) do polímero 3630S a 25°C e 50°C.

Inicialmente, foi validada a Eq. 5, em que é possível criar uma relação de viscosidade com temperatura. Utilizando-se os dados da Figura 8, foi possível validar a formulação, chegando a um fator de viscosidade entre a temperatura Referência (25°C) e a temperatura desejada (50°C) de 1,63225 com desvio padrão de 2,783%. Foi retirado o ponto de 2000 mg/L de NaCl, por ser um ponto fora da curva. Desta forma, todas as viscosidades a 25°C foram divididas por este valor, para serem normalizadas a 50°C.

Optou-se neste desenvolvimento por remodelar a Eq.4 considerando as condições de contorno, a temperatura específica para o estudo, valores adquiridos no laboratório e nas referências no item 4.1.1.

Devido à presença de uma unidade de redutora de sulfato (URS), pode-se considerar os valores de íons bivalentes são insignificantes, inclusive dos cátions cálcio. Desta forma, os itens b4, C2, b5 e b6 podem ser desprezados, considerando somente o primeiro termo da equação.

Utilizando como modelo a Eq.4, verifica-se que a modelagem tem que apresentar uma correlação entre a concentração salina e viscosidade intrínseca. De tal forma, que quanto maior a salinidade, menor será a viscosidade e consequentemente o valor do expoente. Após corrigir as viscosidades dos dados apresentados nas bibliografias para a temperatura de 50°C, foi confeccionada a Tabela 2, onde relacionou-se as salinidades com as viscosidades absolutas do polímero. Foi calculado um fator relativo entre as viscosidades, usando os dados da bibliografia. A referência foi a viscosidade a 50°C com uma salinidade de 30.000mg/L, caso realizado no laboratório. Com tais valores foram calculados a média aritmética e o desvio padrão.

Concentração de Polímero (mg/L)	0	500	1000	1500	2000	Fator η	Desvio padrão	Desvio padrão (%)
Viscosidade Absoluta	0,6	2,4	5,8	9,5	13,4			
Salinidade (mg/L NaCl)								
50	0,80	20,00	60,00	100,0	160,0	10,294	1,486346	14,4%
241	0,80	15,00	38,13	61,26	98,20	6,6553	0,468553	7,0%
1000	0,80	10,66	33,66	54,13	80,00	5,4826	0,701949	12,8%
5000	0,80	2,66	29,00	47,00	68,00	5,0126	0,056843	1,1%
10000	0,80	2,30	22,26	39,82	55,14	4,0526	0,191245	4,7%
20000	0,80	1,94	11,0	18,38	30,63	2,0463	0,207972	10,2%
30000	0,80	1,60	5,80	9,47	13,40	1,0000	0,0000	0,0%
40000	0,80	1,60	1,84	4,15	6,47	0,4128	0,085682	20,8%

Tabela 1- Relação da salinidade com a viscosidade intrínseca

Observa-se que o desvio padrão apresenta em seu maior valor 20,8%. Considerando uma curva teórica de artigos distintos com objetivos diferentes do estudado em questão, pode-se considerar um valor aceitável. Utilizando o valor médio, foi possível criar uma relação entre a salinidade e a viscosidade, considerando as externalidades. Foi montado um gráfico para verificar a correlação e a curva de tendência, conforme Figura 9.

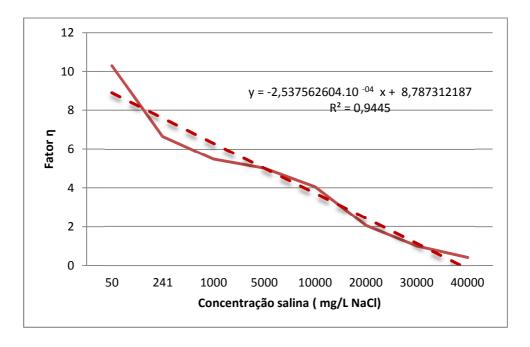


Figura 9 - Relação da salinidade com a viscosidade intrínseca

Verifica-se uma boa hipótese para o fator exponencial com os dados produzidos e referenciados, com o R² de 94,45%.

Desta forma, no presente trabalho foi possível remodelar a equação para as condições específicas do estudo, gerando a Eq.6.

Eq. 6 – Modelo matemático desenvolvido para o estudo correlacionando viscosidade com salinidade

Fator
$$\eta = -2,537562604.10^{-4}$$
. C1 + 8,787312187

C1 = concentração de NaCl (mg/L).

Respeitando-se as condições de contorno citadas, utilizando os dados acima referenciados e as formulações empíricas desenvolvidas no trabalho, foi possível validar os modelos teóricos e desenvolver uma correlação teórica para utilização no estudo em questão, em que é possível correlacionar a concentração de polímero 3630S com a viscosidade em cenários de águas distintos a uma taxa de cisalhamento de 7,43s⁻¹ a uma temperatura de 50°C, conforme demonstrados nas Figuras 10 e 11.

Nas Figuras 10 e 11 foram criados sete cenários distintos de salinidade, considerando NaCl como único (50mg/L, 241 mg/L, 1.000mg/L, 5000mg/L, 10.000mg/L, 20.000 mg/L, 30.000mg/L e 40.000 mg/L).

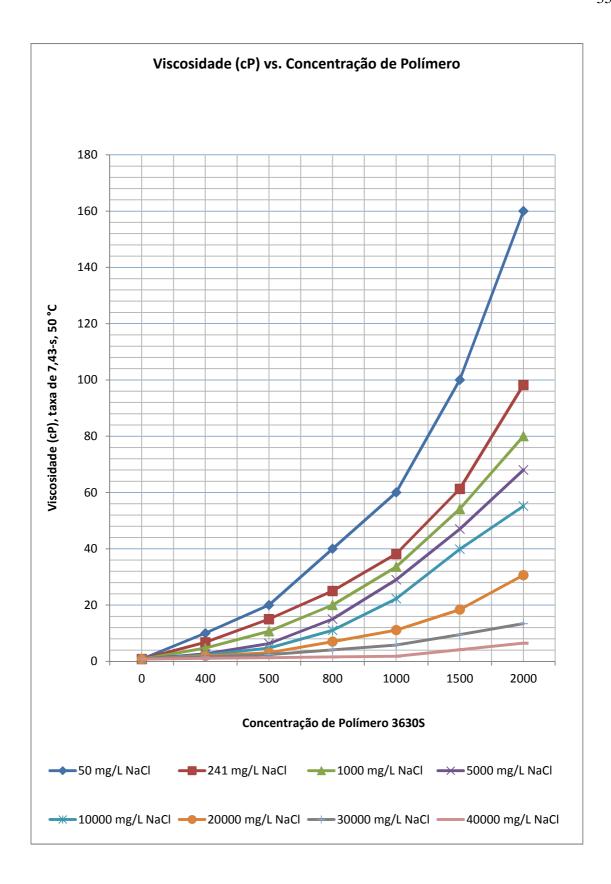


Figura 10 – Correlação entre viscosidade dinâmica (taxa de 7,43s⁻¹, 50°C) e concentração de polímero 3630S.

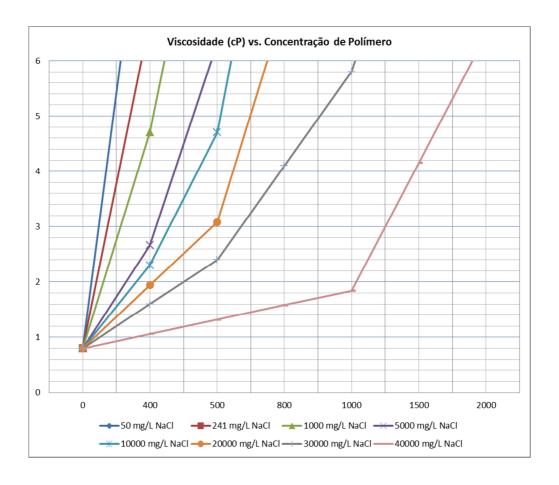


Figura 11 – Correlação entre viscosidade dinâmica (taxa de 7,43s⁻¹, 50°C) e concentração de polímero 3630S.

No artigo escrito por MOREL (2012), item 3.7, sobre a injeção de solução polimérica no poço de Dália, observa-se que ao se injetar 700mg/L de polímero se espera uma viscosidade dinâmica de 2,9 cP e injetando 900 mg/L espera-se uma viscosidade de 5,6 cP, ambas diluídas em água do mar dessulfatada com 23.600 mg/L de NaCl e um TDS de 24,9. Ao interpolar no gráfico proposto, verifica-se que o resultado real está bem próximo do teórico, corroborando com o gráfico desenvolvido.

4.2 – TECNOLOGIAS PARA A PRODUÇÃO DE ÁGUA

No presente trabalho, foram abordados tratamentos de águas *offshore*. Observou-se que o rol de tecnologias utilizadas em injeção de água otimizada é limitado em sua grande maioria em osmose reversa. Porém a estratégia escolhida para aplicação do trabalho foi a pesquisa das tecnologias de tratamento de águas para quaisquer fins, sendo limitado a aplicação *offshore* e que já tenha algum piloto em teste. Verifica-se que muitas das tecnologias propostas são para tratamento de água de produção de petróleo, produções de água industrial *offshore*, produção de água potável para consumo e de embarcações militares para fins diversos.

Atualmente, as plataformas de petróleo optam por injeção de água do mar tratada para a manutenção da pressão e outros processos tecnológicos para a produção de petróleo. São necessárias duas unidades distintas de tratamento de água na configuração da embarcação, uma para o tratamento da água de injeção e outra para o tratamento da água produzida (WESCHENFELDER, 2015)

Deve-se destacar que o presente estudo está focado no tratamento da água injetada no reservatório.

A importância da qualidade da água de injeção ganha um novo horizonte no processo de produção de óleo, pois com as mudanças composicionais, além do processo de injeção por forças viscosas, obtendo o controle da formação de danos, a interação da água otimizada com o reservatório possibilita o aumento do fator de recuperação (EOR) por vias químicas. Devido à recente descoberta do método, uns dos gargalos operacionais são as tecnologias de produção de água, mesclando praticidade, baixo custo operacional, baixo custo de implantação, composição desejada da água e volume de produção em unidade *offshore*. Estuda-se diversas formas para produzir a água com as característias necessárias para a composição da água otimizada. Para o caso estudado dos reservatóros de arenito, a redução da salinidade da água de injeção para 5000 mg/L já apresenta resposta positiva no fator de recuperação.

Nas tecnologias de dessalinização *offshore* possíveis de serem realizadas em embarcações, as principais são: Destilação Solar (SD), Compressão de Vapor (MVC), Destilação *Flash* de Múltiplo Estágio (MSF), Destilação de Múltiplos Efeitos (MED), Osmose Reversa (RO), Nano-filtração (NF) e eletrodiálise (ED), segundo Costa (2015). Conforme Ayirala (2016), além dos processos com membranas, existem outros processos como a Extração Líquido/Líquido do Sal com Produtos Químicos, a

Destilação de Membrana (MD), Extração por Gás Portador (CGE) e Recompressão de Vapor Dinâmico (DyVaR).

4.2.1 - TRATAMENTOS DE ÁGUA OFFSHORE

Durante a Segunda Guerra Mundial começou a pesquisa para a utilização direta da energia solar para dessalinização da água, gerando uma solução hoje utilizada em botes salva-vidas. Esse trabalho continua até hoje, gerando vários dispositivos construídos e testados. O processo consiste na exposição direta da luz solar, através de um material translúcido (vidro ou plástico) que aquece um recipiente preto contendo a água salgada. A água evapora e condensa nos painéis translúcidos mais frios que o vapor, sendo recolhida. O grande problema desse processo é a baixa capacidade de produção (COSTA, 2015).

O processo conhecido como Dessalinização por Compressão de Vapor (MVC) começou a ser utilizado em forma industrial em 1970 com plantas de pequeno e médio porte. Atualmente existem mais de 400 unidades de dessalinização, com uma capacidade instalada total de 1,3milhões de m³/dia (SANTOS, 2013).

Atualmente é utilizada para médias e grandes escalas de produção de água. A principal força motriz do processo é a compressão do vapor e de forma secundária a troca de calor. O processo consiste em um pré-aquecimento da fonte de água, via trocador de calor com a água já tratada e armazenada em um ambiente selado. Após passar por um eliminador de gotas, o compressor suga o vapor, criando vácuo no recipiente e comprimindo o fluido. Posteriormente, esse fluido condensado e comprimido passa por tubos e transfere calor latente para a água do mar pré-aquecida. Desta forma, a água marinha aumenta sua fração de vapor no recipiente. O calor de condensação é responsável pelo ciclo de evaporação-condensação, sendo um processo contínuo (COSTA, 2015).

O conceito da Destilação *Flash* de Múltiplos Estágios (MSF) se baseia na redução da pressão, reduzindo a temperatura de bolha da água marinha e consequentemente gerando frações de vapor de água tratada. O processo começa com

um pré-aquecimento da água marinha, através de um trocador de calor. Essa carga passa pelo primeiro recipiente com um vácuo estabelecido, gerando vapores de água tratada e rejeito de água salgada. Esse rejeito vai para um segundo estágio, com um vácuo mais rigoroso, repetindo-se o processo descrito anteriormente. Tipicamente o MSF pode conter entre 4 a 40 estágios (COSTA, 2015).

Destilação de Múltiplos Efeitos (MED) apresenta características bastante parecidas com o MSF, utilizando a redução de pressão do vaso para produzir vapores da água tratada, porém há uma diferença significativa. O produto final de cada estágio com maior temperatura troca calor com a carga do estágio seguinte, pré-aquecendo a solução. Consequentemente, o estágio que recebe a carga pré-aquecida necessita de menos energia para separar a água tratada da salmoura. O processo começa com o aquecimento da água do mar até a temperatura de ebulição, onde a mesma entra no primeiro estágio (primeiro efeito) que se encontra em uma pressão reduzida. São gerados vapores de produto final e solução de rejeito. Essa solução é aquecida novamente, por um trocador de calor, pelo vapor de produto final. Essa carga entra no próximo estágio e segue sucessivamente. As grandes plantas comerciais de MED possuem de 8 a 16 evaporadores, sendo a temperatura do primeiro efeito aproximadamente de 70°C (COSTA, 2015).

Recompressão do Vapor Dinâmico (DyVaR), se baseia na destilação modular da carga. A carga passa por um sistema de vácuo onde há menores temperaturas de ebulição, gerando vapor. Este vapor é recomprimido e faz troca de calor com a carga inicial, pré-aquecendo a carga e condensando o produto. O diferencial da tecnologia é a utilização de ciclones na base de evaporação, fornecendo uma separação maximizada dos sais cristalizados, com isso o sistema não precisa de nenhum pré-tratamento e também pode operar sem incrustação. Essa tecnologia foi desenvolvida pela Salttech, na Holanda. Tem como características uma necessidade de energia inferior a dessalinização térmica tradicional, um fator de recuperação considerável de 97%, podendo receber uma carga de água salina de 300.000 mg/L de NaCl_{equivalente}. (AYIRALA, 2016).

A destilação de membrana (MD) combina o método térmico de destilação com o conceito de exclusão por membrana. O processo ocorre com o aquecimento da carga (água do mar), diminuindo a pressão de vapor da solução e evaporando parte da

mesma. Somente esses vapores entram em contato com uma membrana hidrofóbica, gerando vapores de água tratada que são condensadas. O gradiente de pressão de vapor necessário para ocorrer o processo é gerado pelo aquecimento da carga de alimentação. A carga é pré-aquecida no condensador e posteriormente é aquecida no evaporador. O evaporador regula a temperatura de ebulição da água, reduzindo a pressão ambiente, promovendo a geração de vapor a temperaturas reduzidas. Como realiza o processo de evaporação-condensação em sistema fechado, gera ganhos consideráveis no consumo de energia.O maior processo de destilação por memebrana é o Memstill, desenvolvido por um consórcio das Organizações Holandesa para Pesquisa Científica Aplicada (TNO). Já há plantas em Singapura, Holanda e Bégica. Tal tecnologia apresenta vantagens consideráveis sobre as tecnologias mais tradicionais. Comparando-se com a osmose reversa, onde a eficiência de remoção salina impacta diretamente na quantidade de energia gasta, verifica-se que o consumo de energia é indiferente da salinidade da carga, reduzindo o custo energético em cenários de carga com altas salinidades. Comparando-se os investimentos, o custo de geração da água tratada via MD apresenta menores valores que o processo de destilação tradicional e de osmose reversa. Existe uma expectativa de que esse custo seja mais reduzido com o ganho de escala com altas produções de água tratada em grandes unidades operacionais, pois é viável o uso de vapor de resíduo de baixo grau ou calor para o pré-aquecimento da carga. Operacionalmente as vantagens são: excelente eficiência de separação de sal, footprint reduzido, corrosão/incrustação limitado e construção modular de baixa complexidade (AYIRALA, 2016).

Há tecnologia que visa utilizar a operação de extração líquido/líquido para retirar os sais solúveis na água do mar. Atualmente existem solventes químicos que conseguem tal feito. Adionics® é um exemplo de empresa que possui tal tecnologia, onde utiliza solventes químicos patenteados para retirar íons da água do mar, conseguindo níveis de potabilidade de água. Segundo a fornecedora, há produtos disponíveis (AquaOmnes) onde o custo de uma planta de operação tem uma redução de 30% no CAPEX e 50% no OPEX quando comparada com as melhores soluções de dessalinizações. Tal tecnologia está sendo implantada nos Emirados Árabes. Esse processo tem grandes vantagens tais como: redução de consumo de energia(um processo contínuo com reutilização do solvente), operação a pressão ambiente, altas taxas de recuperação de água tratada e boa seletividade dos produtos retirados

(existem tecnologias que retiram todos os sais, ou somente os bivalentes, ou ainda somente os cátions, entre outros). Devido ao produto estar em desenvolvimento e patenteado pela empresa citada, não há muitas informações disponíveis sobre os reagentes utilizados, eficiência de extração e parâmetros operacionais (AYIRALA, 2016).

A extração de gás portador (CGE) se baseia na umidificação/desumidificação do vapor d'água. A água salina é pré-aquecida e pulverizada em uma superfície porosa. Sobre essa superfície porosa passa um gás seco. O gás satura com vapor d'água. Posteriormente esse gás saturado é condensado, através de multiplos estágios, gerando a água tratada. Essa energia gerada na condensação é reutilizada para pré-aquecer a carga. Essa tecnologia é usada em porta-aviões, desenvolvida no Massachusetts Institute of Technology (MIT- USA). As condições de operação envolvem pressão atmosférica e temperatura moderada. A água do mar pode ter salinidade maior que 200.000 mg/L, gerando um produto de salinidade total no fim do processo menor que 100 mg/L e recuperações entre 40-50%. O grande limitante é o teor de orgânicos totais, necessitando um tratamento prévio e um custo superior ao da osmose reversa. Atualmente, essa tecnologia está sendo usada na bacia do Permiano, tratando a água produzida e gerando água com baixa salinidade para operações de faturamento hidráulico não convencional, com capacidade de 5000 a 10000 barris por dia de água produzida (AYIRALA, 2016).

A eletrodiálise (ED) foi umas das tecnologias pioneiras na utilização de membrana para produção de água dessalinizada, desenvolvida nos anos 60. Ela era extremamente atrativa principalmente pelos custos reduzidos comparados com a destilação tradicional. Os custos são bem próximos aos da osmose reversa (RO), onde o custo de investimento é de 23.623,00 US\$/m³ para RO e 22.442,00 US\$/m³ para a eletrodiálise . O princípio de funcionamento é baseado no deslocamento dos íons na solução, por indução elétrica, através de uma membrana seletiva. São ligados eletrodos dentro da solução, gerando uma diferença de potencial elétrico. Assim os íons tendem a ser atraídos pelo eletrodo de carga oposta. As membranas seletivas, catiônicas ou aniônicas, são configuradas de forma alternada. O processo consegue separar entre as membranas a salmoura e a água tratada. Entretanto, existem gargalos operacionais que dificultam o uso da eletrodiálise em grande escala, como:

dificuldades na passagem da corrente elétrica no arranjo das membranas, grandes consomem de energia com o aquecimento indesejado das membranas e da solução e polarização das concentrações de sais criando incrustações. (COSTA, 2015; FREITAS, 2007, 2011).

As membranas para dessalinização da água vêm sendo utilizado há 20 anos, sendo uma das principais tecnologias comerciais utilizadas hoje. O processo para a separação efetiva dos sais da água está baseado no gradiente de pressão e seleção através dos tamanhos dos poros da membrana.

No mercado há várias configurações de filtros de membranas, divididas em cilíndricas e planas. Nas membranas planas existem os tipos espirais e placa-quadro. Nas configurações cilíndricas existe os tipos tubular, espiral, capilares e fibras-ocas. O sistema de dessalinização utiliza os modelos cilíndricos, tipo espiral e fibras-ocas. Além da configuração, existem categorias de tamanho da membrana utilizada para filtração, sendo categorizadas em microfiltração (MF), ultra filtração (UF), nanofiltração (NF) e osmose reversa (RO). As configurações requisitadas para o sistema da dessalinização ou são NF ou RO. Há uma gama de materiais para a construção das membranas, tais como: celulose, nylon, politetraflúoretileno (PTFE), cerâmica, entre outros. A composição do material é definida pela categoria de tamanho e material a ser filtrado. Essas tecnologias possuem altas eficiências de separação e altas seletividades, quando necessário, porém demandam uma quantidade considerável de energia devido a necessidade de geração de diferença de pressão no sistema. Como a NF e RO serão utilizadas no trabalho para avaliação e comparação de custos e viabilidade técnica, ambas serão abordadas nesta dissertação, sendo detalhadas de forma mais completa (HARBERT, 2014).

Atualmente é utilizado um módulo de tratamento de água para injeção de água do mar no reservatório. Essa unidade tem como objetivo tratar a água injetada. Em seu processo são corrigidos: presença de sais (principalmente sulfato), gases dissolvidos, microorganismos e materiais em suspensão. São utilizadas diversas tecnologias para tais tratamentos como torres de desaeração, utilização de biocidas e membranas de nanofiltração (NF) para retirada do íon sulfato. Nas unidades típicas de tratamento de água, a água é captada no mar, passa por um processo de injeção de cloro, pré-tratamento com filtros para remoção de materiais em suspensão, com

dimensões acima de 500μm, filtração em cartucho para partículas superiores a 5 μm, filtração por membranas poliméricas de nanofiltração (NF) e desaeradores de torre. Após o processo a água é injetada no poço injetor através de bombas (WESCHENFELDER, 2015; SANTOS, 2007).

As membranas de NF possuem eficiência de remoção de sulfato até 99%. Tais membranas operam em menores pressões e possuem menores custos quando comparadas aos modelos mais antigos. O processo de remoção se baseia no tamanho e carga do elemento a ser separado, ou seja, os íons que forem maiores que os poros da membrana ou que forem bivalentes serão retidos. Tais membranas são formadas por três camadas: o suporte de poliéster (120 μm), uma camada intermediária de polissulfona (40 μm) e uma camada ultrafina de poliamida (aproximadamente 0,1 μm, conforme fabricante). Os módulos de NF são acoplados de seis em seis formando unidades redutoras de sulfato (URS), sendo arranjados em dois estágios. Com objetivo de prever possíveis problemas são adicionados hipoclorito de sódio, bissulfito de sódio ou amônia e inibidores de incrustação (SANTOS, 2007).

SANTOS (2007), em seu estudo ele identificou possíveis membranas utilizadas nas URS, onde descreve sobre o fluxo de permeado de água do mar de várias membranas que atende as especificações de sulfato na água produzida, contemplando a vazão mínima, máxima e a pressão de operação máxima, garantindo a viabilidade operacional do processo *offshore*.

SONG (2011) utiliza a NF-90 em seus estudos de eficiência de separação de salinidade, verifica-se que não somente essa membrana apresenta uma taxa de rejeição satisfatória a sulfato como ao íon cloreto, sódio, cálcio e formas de enxofre positivas e negativas em águas do mar. Observa-se que as condições operacionais e características das membranas atendem as demandas de tratamento de água de injeção.

A tecnologia de osmose reversa (RO) baseia-se no fluxo da água pura para a uma solução salina, através da membrana seletiva, igualando as concentrações dos meios com a variação do volume do solvente e não do soluto. Esse processo pode ser exemplificado em um compartimento onde há uma membrana permeável à água, mas não ao sal. A solução salina fica em um compartimento e no outro compartimento

fica a água pura. A membrana irá permitir que a água penetre através dele para ambos os lados. Como o sal não pode passar através da membrana, este sistema tenderá a alcançar o equilíbrio e de alguma forma alcançar a mesma concentração em ambos os lados da membrana. A única forma possível de alcançar o equilíbrio é a passagem do solvente para o lado mais concentrado, diluindo o mais concentrado e concentrando o mais diluído. A osmose pode causar um aumento na altura da solução de sal, que irá aumentar até que a pressão da coluna de água (solução salina) seja tão grande que a força desta coluna de água impedirá o fluxo da água. O ponto de equilíbrio da altura da coluna de água em termos de pressão da água contra a membrana é denominado pressão osmótica. Caso uma força é aplicada a esta coluna de água, a direção do fluxo de água através da membrana pode ser revertida. Note-se que este fluxo invertido produz uma água pura a partir da solução de sal, uma vez que a membrana não é permeável ao sal. Na prática, a osmose reversa é aplicada como um processo de filtração de fluxo cruzado. Com uma bomba de alta pressão, a água de alimentação é continuamente bombeada para o sistema de membrana. Dentro do sistema, a água de alimentação será dividida em um produto de baixa salinidade, chamado permeado, e uma solução salina ou de alta concentração, chamado concentrado ou rejeito. A válvula reguladora de fluxo, denominada válvula de concentrado, controla a percentagem de água de alimentação que vai para o fluxo de permeado e concentrado que será obtida a partir da alimentação (COSTA, 2015; FREITAS, 2007).

A RO tem como principal característica tratar a água de forma muito eficiente, reduzindo as concentrações salinas para valores bastante reduzidos. Por se tratar de uma operação relativamente simples, onde é utilizada a pressão como a grande força motriz do processo, tal tecnologia é muito utilizada em tratamento de água *offshore*. O equipamento é composto basicamente por vasos de pressão tubulares arranjados em série e em paralelo. As membranas são compostas por filtros, geralmente de poliamida com polissulfona, enrolados em forma de espiral. Essas membranas são produzidas por fibras oca podendo chegar a uma área útil de trabalho de 1000m²/m³. Porém é necessário trabalhar em pressões altas, podendo chegar na ordem de 65 bar (975 psi), para se ter um volume de produção adequado a necessidade (FREITAS, 2007)

O uso da tecnologia necessita de tratamentos da água do mar para garantir o maior tempo de operação com menores custos e maiores volumes de produção. O pré-tratamento consiste na retirada de microorganismos, sólidos em suspensão e correção de pH para o *range* de trabalho das membranas. Esse processo é composto por:

- 1. Filtro grosso: Passa por um filtro grosso, maiores que 5 micra, para retirar material em suspensão e correção de pH.
- 2. Filtro médio: Retirar sedimentos e sólidos em suspensão de tamanho mediano, normalmente compostos por areia e carvão ativado.

Após as etapas anteriores, a água é pressurizada em uma bomba de alta pressão, elevando a pressão da água de 2,5 bar para 65 bar, dependendo do sistema. O efluente da bomba é direcionado para os conjunto de membranas de RO com capacidade de filtração de até 99% da salinidade (COSTA, 2015).

4.2.2 – RESULTADO E DISCUSSÃO:

O resultado produzido foi a principal fonte de entrada de dados para os cálculos econômicos. Verificou-se quais os dados necessários para fazer uma projeção do tamanho, do custo de instalação e de manutenção das unidades de operação.

Inicialmente, verificou-se que a eficiência de cada tecnologia é protuberante ao estudo, pois a proposta é o tratamento integral da água injetada, não somente da água para a solubilização e injeção do polímero SNF 3630. Desta forma foi definido a eficiência do processo, que consiste na quantidade de água produzida por água captada, em base de barris de água. Assim, a base de cálculo foi a quantidade de água captada. Posteriormente foi necessário estipular uma base de cálculo para os índices de custo. Foi escolhido todos os índices em base de barril de água. Assim todos os dados de entrada para o cálculo poderiam ser comparados e redimensionado devido ao tamanho da operação. Os índices econômicos necessários para a confecção de um

fluo de caixa simples foram o CAPEX, OPEX e consumo energético. Outro ponto importante foi verificar se a tecnologia suportaria a quantidade salina da matriz aquosa captada. Além disso foram estudadas as características de pré e pós tratamento, maturidade da tecnologia, ciclo de vida, energia predominante e a qualidade da água tratada.

Utilizando os dados levantados, foi possível compilar os dados necessários das tecnologias destacadas. São elas:

Tabela 2– Levantamento dos tratamentos de água. Fonte: BEZERRA, 2004; RPSEA, 2009; SANTOS, 2013; EBENEZER, 2012; AYIRALA, 2016; COSTA, 2015.

Tecnologia	MVC	MSF	MED	MD
Maturidade	Alta	Alta	Alta	Media
Salinidade da Matriz (TDS)	<40.000mg/L	< 40.000mg/L	< 40.000mg/L	70.000mg/L
Energia Predominante	Elétrica	Térmica	Térmica	Térmica
Consumo de Energia	1,1kWh/bbl	3,35-4,70 kWh/bbl	1,3-1,9 kWh/bbl	Não avaliado
Consumo Químico	Controle de pH e produtos anti-incrustante	Controle de pH e produtos anti-incrustante	Controle de pH e produtos anti-incrustante	Inibidores de incrustação e químicos para limpar o sistema e evitar fouling
Pre/Pós- tratamento	Tratamento da água para evitar incrustação no rejeito	Requer um pré- tratamento para retirar os sólidos suspensos. Tratamento da água para evitar incrustação no rejeito	Requer um pré- tratamento para retirar os sólidos suspensos. Tratamento da água para evitar incrustação no rejeito	Remover constituintes hidrofóbicos, microporos .
CAPEX	US\$ 140-250/bpd	250-360/bpd	US\$250-330/bpd	\$0,15/bdp
Custos Operacionais	US\$0,075/bbl	US\$0,12/bbl	US\$0,11/bbl	\$0,06/bbl
Custos Unitários Total	US\$0,08/bbl	US\$0,19/bbl	US\$0,16/bbl	
Ciclo de Vida	20 anos	30 anos	20 anos	3-7 anos

Qualidade da água (TDS)	< 50 mg/L	< 50 mg/L7	< 50 mg/L	2-10 mg/L
Eficiência de Produção (Produzido/carga)	98%	10-20%	67%	60-95%

Tabela 3– Levantamento dos tratamentos de água . Fonte: BEZERRA, 2004; RPSEA, 2009; SANTOS, 2013; EBENEZER, 2012; AYIRALA, 2016; COSTA, 2015.

Tecnologia	SD	DyVar	Extração Líquido/Líquido com produtos Químicos	CGE
Maturidade	Alta	Media	Baixa	Media
Salinidade da Matriz (TDS)	70.000mg/L	225.000 mg/L	Não avaliado (fase de desenvolvimento)	200.000mg/L
Energia Predominante	Solar	Térmica	Gradiente Químico	Térmica
Consumo de Energia	Não há	Não avaliado (fase de desenvolvimento)	Baixa Energia	Não avaliado (fase de desenvolvimento)
Consumo Químico	Controle de pH e produtos anti-incrustante	Não avaliado (fase de desenvolvimento)	Somente o utilizado na extração	Não avaliado (fase de desenvolvimento)
Pre/Pós-tratamento	Nenhum	Não avaliado (fase de desenvolvimento)	Processos para reutilização do solvente	Não avaliado (fase de desenvolvimento)
CAPEX	Não avaliado (fase de desenvolvimento)	Não avaliado (fase de	Não avaliado (fase de desenvolvimento)	Não avaliado (fase de
Custos Operacionais	Não avaliado (fase de	desenvolvimento) Não avaliado (fase de	Não avaliado (fase de desenvolvimento)	desenvolvimento) Não avaliado (fase de
Custos Unitários Total	desenvolvimento)	desenvolvimento) Não avaliado (fase de desenvolvimento)	Não avaliado (fase de desenvolvimento)	desenvolvimento) Não avaliado (fase de desenvolvimento)
Ciclo de Vida	20 anos	Não avaliado (fase de desenvolvimento)	Não avaliado (fase de desenvolvimento)	Não avaliado (fase de desenvolvimento)
Qualidade da água (TDS)	< 50 mg/L	< 50 mg/L	Aproximadamente 20% da carga	< 50 mg/L
Eficiência de Produção (Produzido/carga)	Baixo Rendimento	75-85%	Não avaliado (fase de desenvolvimento)	40-50%

Tabela 4 - Levantamento dos tratamentos de água . Fonte: Fonte: BEZERRA, 2004; RPSEA, 2009; SANTOS, 2013; EBENEZER, 2012; AYIRALA, 2016; COSTA, 2015.

Tecnologia	RO	NF	ED
	Alta	Alta	Alta
Maturidade	Alta	Aita	Alta
Salinidade da Matriz (TDS)	35.000 mg/L	25.000 mg/L	8.000 mg/L
Energia Predominante	Elétrica	Elétrica	Elétrica
Consumo de Energia	0,46-0,67 kWh/bbl	0,08kWh/bbl	0,14-0,20kWh/lb para NaCl Equivalente
Consumo Químico	Inibidores de incrustação e químicos para limpar o sistema e evitar <i>fouling</i>	Inibidores de incrustação e químicos para limpar o sistema e evitar <i>fouling</i>	Uso de inibidores de incrustação e ácidos, prevenindo o processo de <i>scaling</i> .
Pre/Pós-tratamento	Extensivo pré-tratamento.	Necessário pré- tratamento para retirar materiais em suspensão.	Retirada de materias particulados, sólidos suspensos ajuste de pH
CAPEX	US\$125-295/bdp	US\$ 35-170/bdp	US\$33-39 /bdp
Custos Operacionais	US\$0,08/bbl	\$0,03/bbl	0,04-0,11/bbl
Custos Unitários Total			\$0,15/bbl
Ciclo de Vida	3-7 anos	3-7 anos	4-5 anos
Qualidade da água (TDS)	Aproximadamente 10% da carga	Aproximadamente 22% da carga	Aproximadamente10-30% da carga
Eficiência de Produção (Produzido/carga)	60%	75-90%	80-90%

4.3 – CUSTOS PARA APLICAÇÃO DA ÁGUA OTIMIZADA

4.3.1 – CUSTOS PARA TRATAMENTO DE ÁGUA

Conforme descrito por SANTOS (2013), os custos de produção de água tratada dependem de vários parâmetros, tais como salinidade da água de injeção, qualidade da água produzida, capacidade de produção da instalação, consumo de energia, distância da costa, custos de mão-de-obra, além dos custos da tecnologia a ser implantada. Outros fatores tão importantes quanto o custo é o espaço ocupado pelas unidades. Normalmente, os tratamentos por processos térmicos e processos químicos necessitam de mais espaço, utilizam materiais mais caros, consomem maior quantidade de energia e quantidade de produtos químicos para evitar problemas de incrustação quando comparados com os processos de membranas. No entanto, a qualidade da água produzida pelo processo térmico apresenta melhor qualidade de água quando comparado com os métodos de membrana, inclusive osmose reversa (RO), independente da água tratada (SANTOS, 2013)

No presente trabalho, considera-se que certas condições são inerentes ao processo, como localização, salinidade da água a ser tratada, capacidade de produção de água e custo de mão-de-obra. Tais condições são invariáveis e constantes em qualquer tecnologia implantada.

O consumo de energia é responsável por grande parte do custo de operação dos tratamentos de água, onde em processos térmicos o consumo energético pode responder por 60% e no processo por membrana pode chegar a 50% (SANTOS, 2005).

Apesar do estudo SANTOS (2005) ser aplicado em uma ilha, vislumbra como alternativa as energias renováveis, principalmente a eólica, como solução viável, devido aos custos diretos e indiretos (custo com legislação ambiental, autorização do aumento de produção, taxação de CO₂, entre outros).

4.3.2 – RESULTADO E DISCUSSÕES

Foi considerado que no cenário de produção de petróleo maduro *offshore*, normalmente a geração de energia é via queima de diesel, que aumenta muito o OPEX. Normalmente as plataformas que estão produzindo em reservatórios maduros são plataformas mais antigas, que utilizam motores de combustão interna da marca Electro-Motive Diesel/GM (EMD), modelo 645, conforme descrito por profissionais da área. Considerando o consumo histórico de diesel, o custo de 0,75US\$/litro e a energia gerada, conforme dados do fabricante, estima-se um custo médio da energia é 388US\$/MWh.

Devido à localização *offshore*, poucas alternativas são consideradas viáveis. Porém existe a tecnologia de energia eólica *offshore*. Tal tecnologia exibe um ótimo custo/benefício, apresentando eficiências superiores a eólicas *onshore*. Observa-se o início da introdução desta tecnologia no Mar do Norte, onde há reservatórios maduros e disponibilidade de vento, com o objetivo de redução de custo energético.

Atualmente verifica-se uma linha de pesquisa desenvolvida pela *RBBenergy*® na Bacia de Campos que propõe a geração de energia eólica *offshore* a custos competitivos quando comparados com a queima do diesel. A proposta de geração, com a capacidade total da fazenda eólica *offshore* produzindo, será em média de 250US\$/MWh. Assim para condição de estudo, serão utilizados os dois cenários, conforme informado pela *RBBenergy*®.

4.4 - ESTUDO MODELO BACIA DE CAMPOS E DALIA

Com a finalidade de avaliar a viabilidade técnica e econômica da injeção de solução polimérica com água otimizada no reservatório fluminense, a metodologia se baseia na caracterização do campo de Dalia e no modelo da Bacia de Campos. Onde houve uma comparação e correlação dos cenários, verificando a similaridade do mesmo e gerando um cenário teórico para aplicação do presente trabalho.

No estudo bibliografia da primeira injeção de solução polimérica offshore realizado em Angola no campo de Dalia (Camélia) para avaliação dos parâmetros operacioais e técnicos foi estudado as condições do reservatório, características de óleo, vazão de injeção, planta de injeção de solução polimérica, quantidade de polímero injetado, quantidade óleo adicional produzido nos pilotos e todas as características da operação.

No estudo realizado por FERRIERA (2016) na modelagem da Bacia de Campos para avaliação dos parâmetros econômicos. Foram estudados os parâmetros definidos na simulação como condição do reservatório, características de óleo, vazão de injeção, quantidade de polímero injetado, quantidade óleo adicional produzido.

4.4.1 - ESTUDO DE CASO DO CAMPO DALIA E MODELO BACIA DE CAMPOS

O campo de Dalia se localiza na Angola a 130 km da costa, fazendo parte do Bloco 17, operado pela *Total*® junto com os parceiros Girassol em 2001, Dalia em 2006, PAZFLOR em 2011 e CLOV em 2014.

O campo de Dalia é constituído de um grupo de quatros turbiditos complexos da época mioceno, com 230 km² e 1300 metros de profundidade e são divididos em :

Lower Main Channel.

- Upper Main Channel.
- Lower Flanks.
- Camélia.

O reservatório tem a característica de ser um arenito, com óleo de viscosidade média, baixa temperatura, alta permeabilidade. São elas:

- Pemeabilidade: 100mD-1000mD (arenito).
- Relativa superficialidade: 800 metros abaixo do leito do mar.
- Temperatura: 50°C.
- Óleo: 21°API a 23°API.
- Viscosidade 1 cP a 10 cP (a 50°C).
- Teor de Ácidos Nafitênicos: 1,5.
- Pressão do Reservatório 215 bar -235 bar
- Gás associado: 4% a 7% CO₂
- Salinidade da água de formação 110g/l -120 g/l

Utilizando um FPSO, com 28 poços injetores submarinos a injeção é realizada através de 4 linhas de injeção (uma única linha geralmente injeta em vários reservatórios) com uma vazão de injeção média anual máxima de água de 360.000 bwpd. A água do mar é dessulfatada e injetada desde início da exploração. A produção advém de 4 linhas de fluxo produtoras e 40 poços produtores. O pico de produção foi de 240.000 bpd , atualmente a produção segue constante nos 200.000 bpd. Em 2003, iniciou-se o estudo da injeção de solução polimérica viscosificante em Dalia, devido às características do reservatório propícias a tecnologia. Sendo o primeiro a abordar essa

tecnologia em ambiente offshore, foi feito um estudo complexo para verificar a viabilidade técnica e econômica do projeto. Foi desenvolvido o estudo piloto em um único poço, com injeção de longa duração de umas das linhas de injeção e um poço produtor (amostra) para estudar a viscosidade in situ. No ano 2009, o poço escolhido foi o DAL-710 em Camelia, onde o primeiro óleo tinha sido produzido dois anos antes. Os critérios desejados de injeção da solução polimérica viscosificante foi à injeção mínima de 3.500 bwpd, volume mínimo acumulado de 75.000 bbl. A realização da injeção do polímero foi taxa de injeção de 13.000 bwpd, viscosidade de 3,3 cP, taxa de injeção de 12.000 bwpd, viscosidade de 5,6 cP e volume acumulado de 390.000 bbl. Em 2010 teve início a injeção de solução polimérica viscosificante a 900 mg/kg, com viscosidade alvo de 2,9 cP, através de 3 poços injetores (DAL 710, DAL 713 e DAL 729) recolhido em 3 poços produtores (DAL 708, DAL 721 e DAL 738). Foram injetados 7.000.000 de barris, no máximo de 5 toneladas por dia, terminando em 2012. Verificou-se que o tempo de resposta, diminuição do BSW ou verificação da concentração do polímero no produtor era entre 3 a 5 anos. Verificaram que a injeção de solução polimérica em poços horizontais apresenta ótimos resultados. Nesse processo foi instalada uma unidade de processamento de polímero em pó (skid de injeção de solução polimérica) no FPSO. Essa unidade foi projetada para injeção de solução polimérica entre 3 a 5 poços na linha de injeção submarina W764 com 10 km de distância. Inicialmente, o polímero na forma de pó é dissolvido em dessulfatada criando uma solução mãe. Tal solução é maturada entre 30 minutos à 1 hora via agitação mecânica. Após essa maturação, a solução é injetada sobre pressão (150 bar) em um sistema de diluição através de um misturador estático e enviado para o riser de injeção (MOREL, 2008, 2012, 2015).

4.4.2 - MODELAGEM DOS RESERVATÓRIOS DA BACIA DE CAMPOS

FERREIRA (2016) avalia em sua dissertação de mestrado métodos de recuperação melhorada de petróleo para melhorar a recuperação dos campos marítimos no Brasil, especificamente na bacia de Campos. Com objetivo de apresentar alguns cenários da aplicação da tecnologia, ele descreve a injeção de solução polimérica

viscosificantes e água otimizada, de forma distinta, avaliando aspectos técnicos e regulatórios.

As modelagens do reservatório, composto por arenitos turbidíticos, foram obtidas a partir da distribuição geoestática levando em consideração dados de poços e de atributos sísmicos de um reservatório real. Normalmente o modelo do reservatório muda durante o tempo, à medida que novas informações são disponibilizadas. O modelo adotado foi construído durante um período preliminar de desenvolvimento do campo, logo não correspondendo exatamente ao modelo atual.

O simulador usado foi o ECLIPSE 100 (versão 2014.1), que utiliza a modelagem de fluido do tipo *black oil*. O modelo matemático consiste em células para as quais são atribuídas propriedades de rocha, fluido e interação rocha-fluido e replicadas pelo método de diferenciais finitas.

Para a simulação, foi utilizada uma função que representa a variação da viscosidade com a concentração do polímero na solução injetada, considerando a salinidade da água de formação (60.000 mg/L de NaCl) e a água de injeção (água do mar dessulfatada, 30.000 mg/L de NaCl). O polímero usado para desenvolver as funções correlatas foi o Flopam 3660S (HPAM) a temperatura de 50°C.

O modelo Bacia de Campos (BC) possui um grid de 83 x 45 x 23 células, 30273 ativas. As células ativas possuem dimensões de 135 x 135 x 7 metros, a profundidade varia de 2937 metros (topo) a 3360 metros (base). A permeabilidade foi considerada a mesma nas direções x e y, onde não foram considerados efeitos de anisotropia horizontal. No eixo vertical foi adotada uma anisotropia constante de 10%.

Foi adotada uma pressão inicial de 300 kgf/cm² a uma profundidade de 3000 metros. O contato óleo-água é a 3140 metros, não havendo capa de gás no reservatório e não foram considerados restrições no fluxo provocadas por falhas mapeadas, garantindo que todo o reservatório está comunicando hidraulicamente.

As propriedades dos fluidos para simulação foram obtidas pelo banco de dados da Petrobras. Por simplificação, não foram consideradas variações de pressão de saturação com a profundidade do poço e a salinidade da água de formação foi considerada constante ao longo de todo o poço (60.000 mg/L de NaCl).

Os efeitos considerados na simulação foram a variação viscosa em função da concentração salina (água de formação e água do mar dessulfatada), redução da viscosidade em elevadas taxas de cisalhamento, volume poroso inacessível, adsorção (para as concentrações de polímeros referentes as salinidades das águas descritas acima) e redução de permeabilidade.

Para modelar os efeitos da salinidade no processo, foram realizadas funções da variação das propriedades quando a salinidade da água variava durante o processo (30,5 e 60,0 kg/m³). Desta forma foi possível definir um multiplicador para introduzir as variações dos fluidos no processo dinâmica.

Desta forma, foi definida uma relação direta entre a concentração do polímero, variação da salinidade, viscosidade da injeção e taxa de cisalhamento.

Devido às características muito parecidas de fluidos e rochas do campo de Dalia, foi utilizado como referência para definir o fator de redução da permeabilidade residual (F_{RPR}) igual a 2. O volume poroso inacessível (20%), densidade da rocha (2600 kg/m³) e adsorção máxima irreversível (24 µg/g) foram definidos através de dados da região.

A estratégia de injeção foi definida com 6 poços produtores e 4 injetores. Foi definida uma pressão de fundo mínima de 200 kgf/cm² para todos os produtores, com vazão máxima de 2500 m³/d para horizontais e 1600 m³/d para verticais. Para os injetores foi definida uma pressão de fundo máxima de 400 kgf/cm². A vazão máxima de injeção foi definida em 4800 m³/d para os horizontais e 2000 m³/d para os verticais.

4.4.3 – RESSULTADO E DISCUSSÃO

FERREIRA (2016) apresenta um estudo de recuperação avançada utilizando água otimizada e polímero, separadamente, para um cenário médio da Bacia de Campos (BC), Rio de Janeiro. Verifica-se que as condições do reservatório e petróleo produzido são muito parecidas com o poço de Dália, ressaltado pelo próprio autor. O próprio utilizou dados do poço de Dália para completar seu modelo numérico e gerar

as curvas de produção de petróleo com a adição dos métodos de recuperação avançada de petróleo.

Verifica-se a similaridade ímpar dos reservatórios da Bacia de Campos e o campo de Dalia, quanto ao perfil geológico, condições do reservatório e características dos fluidos, conforme descrito na Tabela 4.

Tabela 5- Características de Dalia e modelo BC

Estudo de Caso	Poço Dalia	Modelo BC
Tipo de Reservatório	Arenito	Arenito
Permeabilidade	100-1000 mD	700-2000mD
Densidade do óleo	20 $^{\circ}$ API	12-23 ° API
Temperatura	50°C	50°C
Pressão do Reservatório	235 bar	215-235 bar
Viscosidade do óleo a Pressão do Reservatório e 50°C	9,0 cP	1-10 cP
Razão de Solubilidade a Pressão do Reservatório	$68 \text{ m}^3/\text{m}^3$	$70m^3/m^3$
BSW	10%	64%
Quantidade de polímero injetado (kg)		69.600.000,00
Concentração	640-980 kg/m3	1kg/m3
Viscosidade do polímero na condição do reservatório	3,3-5,5 cP	5,1 cP
Tempo de injeção de solução polimérica	2 anos	40 anos
Vazão de injeção	Variável	29.942 bpd

Desta forma, para fins do presente estudo, observa-se que ambos cenários apresentam-se de forma muito similar e forma considerados como sendo um elemento para avaliação técnica e econômica.

4.5 – AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONOMICA

4.5.1 – METODOLOGIA PARA O ESTUDO.

Para a avaliação técnica, foram observados os pontos críticos do processo de implantação no campo de Dalia apresentado nos trabalhos de MOREL (2008, 2012 e 2015).

Para avaliação econômica foi utilizado a teoria econômica apresentado no item 8.1 e os dados gerados no presente estudo, desenvolvendo o fluxo de caixa. Através de análise de investimentos utilizando a metodologia de VPL e TIR de forma comparativa como o caso base, foi possível selecionar os melhores processos.

4.5.2 – RESULTADO E DISCUSSÃO

4.5.2.1 – Definição do Cenário

Nesta dissertação foi definido o cenário viável para o estudo de análise econômica, que utilizou principalmente a curva de produção adicional de petróleo com a injeção do polímero. Tal curva de produção tem como base o estudo produzido por FERREIRA (2016). Entre vários cenários desenvolvido no estudo, foi escolhido:

- Vazão constante de injeção de solução polimérica a 1kg/m³;
- Injeção desde o início da produção, no ano 0;
- Volume projetado de injeção de 0,3 Volumes Porosos.

Desta forma ficou definida a vazão de injeção total de 88.057 bpd, sendo 29.492 bpd de solução polimérica a uma concentração de 1kg/m³ (solução à 5,1cP), desde o ano 0 (zero) num período de 40 anos, sendo injetado 69,5 milhões de tonelada durante a vida completa da simulação. Com essas condições, foi possível prever a quantidade de óleo adicional produzida pela injeção do polímero.

Neste cenário definido, FERREIRA (2016) apresenta os resultados da simulação como quantidade de polímero produzido (kg/m³.VP) de 0,077, um aumento no fator de recuperação (VOOIP) de 6,0% é uma relação de óleo adicional por polímero (kg/kg) de 122,4.

Porém para realizar a análise econômica sobre a receita gerada pela produção adicional do petróleo deve-se levar em consideração o regramento da ANP, onde no Regime de Concessão de um reservatório *offshore* praticado na Bacia de Campos, tem como padrão o tempo de concessão de 27 anos. Desta forma, o cenário base foi remodelado para avaliação econômica de 25 anos (foram descontados dois anos devido a fase de perfuração/comissionamento e descomissionamento do poço) e não de 40 anos como no modelo, mantendo todas as outras condições constantes, como vazão de injeção, concentração de polímeros e vazão de injeção da solução polimérica. Assim a quantidade total de polímero injetado foi reduzido para 43,44 milhões de toneladas, representando 0,19% do volume poroso do reservatório.

4.5.2.2 – Condições de contorno

Conforme descrito por SANTOS (2007), em reservatórios de arenito, há uma necessidade de um pré-tratamento da água para retirada de sulfato. A água injetada se mistura com a água de formação, rica em bário, cálcio e estrôncio, ocorrendo à formação de precipitado no sistema, provocando danos e impedindo o fluxo de petróleo na produção. A tecnologia mais utilizada para atender a necessidade de especificação é a nanofiltração, através da unidade redutora de sulfato (URS). Porém esse tratamento não só reduz significativamente a quantidade de sulfato como íons

bivalentes como cálcio e magnésio na água injetada. Como descrito por POPE (2007), íons bivalentes afetam diretamente a desempenho dos polímeros. Íons cátiônicos bivalentes diminuem a viscosidade dos polímeros aniônicos, sendo uma das preocupações da água de solubilização do polímero. Por este motivo, a primeira condição de contorno para estudo será que as concentrações de íons bivalentes na água de injeção não serão significativas, onde a variação da concentração salina e consequentemente da força iônica será devido a íons monovalentes, representados pelo composto cloreto de sódio

No modelo proposto (modelo BC), há uma relação direta entre a adsorção do polímero na rocha e o FRPR na zona completada com polímero. Tal redução do FRPR provoca um melhor efeito de varrido no reservatório, alcançando zonas não varridas pelo recuperação melhorada de petróleo aplicado, aumentando o fator de recuperação Para realizar um estudo conservador sobre o projeto, a segunda condição de contorno será uma condição a taxa de adsorção máxima calculada no modelo BC, padrão para todos os cenários do estudo e cálculos econômicos.

Optou-se neste desenvolvimento, para fins conservadores de cálculos, não considerar o efeito da diluição salina na menor degradação térmica, utilizando o padrão de degradação térmico utilizado no modelo numérico da Bacia de Campos como a terceira condição de contorno.

4.5.3 – AVALIÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA

Desta forma, há viabilidade técnica para a injeção de solução polimérica, porém verifica-se a necessidade de uma fase extensa de desenvolvimento e implantação, pois há gargalos importantes no processo que podem causar danos significativos à operação.

Desta forma, há viabilidade técnica para a injeção de solução polimérica, porém verifica-se a necessidade de uma fase extensa de desenvolvimento e implantação, pois há gargalos importantes no processo que podem causar danos significativos à operação.

No estudo econômico, algumas considerações foram subestimadas para uma avaliação conservadora do processo. Devido à injeção de solução polimérica com água otimizada de baixa salinidade, alguns fatores sensíveis ao processo são otimizados. O mesmo desempenho de viscosidade da solução, necessita-se de uma concentração inferior de polímero .

A tecnologia da água otimizada é inovadora e apresenta resultados sólidos no aumento de fator de recuperação, porém não há um concenso dos mecanismos envolvidos no processo. Desta forma, o óleo adicional produzido pela água otimizada não será computado para avaliação econômica neste momento.

Recapitulando as condições de contorno da avaliação econômica, o estudo foi realizado em um modelo da Bacia de Campos, desenvolvido por FERREIRA (2016) que além de utilizar a base de dados da Petrobras, utilizou o campo de Dalia para caracterizar o reservatório. Nesse reservatório de arenito apresenta um óleo com densidade 20° API, temperatura de 50°C, pressão de reservatório de 235 bar, viscosidade do óleo nas condições do reservatório de 9 cP, razão de solubilidade a pressão do reservatório de 68 m³/m³, permeabiliade de 100 a 1000 mD, BSW de 10%, pressão de fundo máxima de 400 kgf/cm²,taxa de adsorção de 24 μg/g, injeção do polímero SNF 3630S, água de formação de 60.000 mg/L de NaCl, água do mar dessulfatada de 30.500 mg/L de NaCl.

Operacionalmente, foi utilizado um FPSO com capacidade de injeção de 88.057 bpd, com sistema de URS que utiliza nanofiltração, garantindo valores insignificantes de íons bivalentes na água injetada, com quatro poços injetores e seis poços produtores. O volume de solução injetada de polímero a 5,10 cP foi calculado para 29.942 bpd, sendo o valor acumulado de 0,19 volumes porosos do reservatório. No caso base foram injetados 43,437 mil toneladas de SNF 3630S.

Ressalta-se a membrana NF-90, que se apresenta como uma possibilidade viável para as operações URS. Atenta-se que não somente a NF90 possui altas taxas de rejeição (75% para sódio, 99% para cálcio, 99% de magnésio, 78% para cloreto e 99% para sulfato) como outras membranas como a ESNA1. Para fins de estudo, a membrana utilizada no estudo será a NF90-2540, da fabricante DOW. Esta membrana apresenta uma rejeição média de 97% de NaCl e um fluxo mínimo 1,4 m³/h e um fluxo

máximo de 3,6 m³/h. Porém em estudos específicos para o tratamento de água do mar, realizado por SONG (2012), esta membrana apresentou uma taxa de rejeição média de 78% de NaCl. Considerando um resultado mais conservador, o valor de 78% será adotado para fins de estudo.

Foram utilizadas fontes de energias distintas, térmica a diesel e renovável eólica, para fins de comparação. Devido à profundidade possível do projeto conceitual estudado, não é viável adicionar o estudo do *footprint* dos tratamentos de águas propostos como critério de seleção.

Desta forma, estudou-se alguns cenários, comparando-se o caso base (injeção de solução polimérica viscosificante com água do mar dessulfatada) com o caso estudado (a injeção de solução polimérica viscosificante com água otimizada), conforme Figura 12.

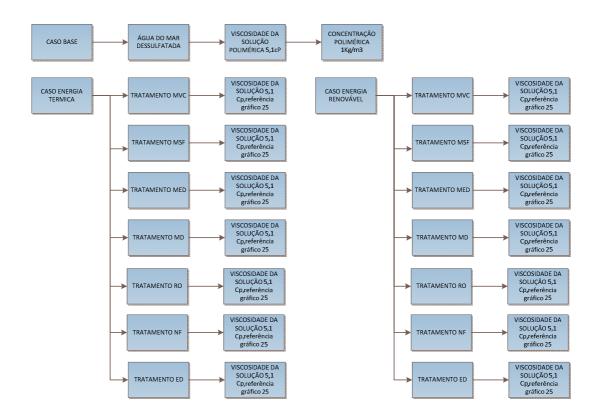


Figura 12 – Diagrama do estudo de cenários possíveis para aplicação concomitante de solução polimérica viscosificante e água otimizada.

Foi considerado o preço de quatro dólares por quilograma do polímero SNF 3630S. A produção de receita adicional de petróleo foi baseada na produção adicional dos primeiros 25 anos de produção do reservatório (MOREL, 2008).

Foram considerados os ciclos de vidas de cada tecnologia adicionando o valor integral do CAPEX a cada fim de ciclo.

Neste contexto foi avaliado de forma comparativa o VPL, TIR com uma taxa mínima requerida de 12% ao ano, valor razoável considerando o investimento em dólares. Todos os cálculos de fluxo de caixa simplificado, receitas, custo, lucro operacional, VPL e TIR foram demonstrados no item 8.2 .

Algumas condições operacionais de contorno foram criadas. São elas:

- No cálculo da tecnologia de nanofiltração (NF) o OPEX foi considerado como sendo zero, uma vez que o custo de OPEX já está embutindo no caso base, quando considerado a unidade de URS.
- A tecnologia de destilação com membrana (MD) é um processo térmico, demandando energia no processo. Segundo RPSEA (2009), o processo requer apenas um gradiente de temperatura moderado para operar, coletando calor residual de outros processos. Desta forma, o custo de energia foi considerado como zero.

Assim foi criado um ranking dos melhores cenários, conforme Tabela 6.

Tabela 6 – Ranking das tecnologias de produção de água.

Tecnologia	Concentração de polímero	Fonte energérica	VPL	TIR	Óleo Adicional por polímero (kg/Kg)	VOOIP Adicional (%) da Água Otimizada para VPL igual ao caso base	VOOIP Adicional Final (%)
Caso Base	0,920 kg/m3	-	\$ 1.057.874.651,56	816%	149,27	0,00%	6,000%
MD	$0,200 \text{ kg/m}^3$	Diesel	\$ 1.078.667.729,77	1429%	612,00	0,00%	6,000%
MD	$0,200 \text{ kg/m}^3$	Eólico	\$ 1.078.667.729,77	1429%	612,00	0,00%	6,000%
ED	$0,520 \text{ kg/m}^3$	Eólico	\$ 1.060.622.939,98	621%	235,38	0,00%	6,000%

ED	$0,520 \text{ kg/m}^3$	Diesel	\$ 1.054.483.909,86	565%	235,38	0,51%	6,513%
NF	$0,480 \text{ kg/m}^3$	Eólico	\$ 1.046.446.263,15	270%	255,00	1,73%	7,731%
NF	$0,480 \text{ kg/m}^3$	Diesel	\$ 1.043.663.236,16	265%	255,00	2,152%	8,152%
MVC	$0,200 \text{ kg/m}^3$	Eólico	\$ 991.250.955,04	186%	612,00	10,089%	16,089%
MVC	$0,200 \text{ kg/m}^3$	Diesel	\$ 952.203.382,47	154%	612,00	16,003%	22,003%
RO	$0,430 \text{ kg/m}^3$	Eólico	\$ 950.841.188,27	137%	284,65	16,209%	22,209%
RO	$0,430 \text{ kg/m}^3$	Diesel	\$ 917.792.742,76	122%	284,65	21,214%	27,214%
MED	$0,200 \text{ kg/m}^3$	Eólico	\$ 907.707.150,24	103%	612,00	22,741%	28,741%
MED	$0,200 \text{ kg/m}^3$	Diesel	\$ 824.631.717,69	82%	612,00	35,322%	41,322%
MSF	$0,200 \text{ kg/m}^3$	Eólico	\$ -784.660.257,79	Negativo	612,00	279,031%	285,031%
MSF	$0,200 \text{ kg/m}^3$	Diesel	\$ -1.718.133.894,17	Negativo	612,00	420,394%	426,394%

Como descrito anteriormente e verificado pelas memórias de cálculos, o custo de energia e a concentração do polímero na solução injetada são os maiores custos do processo. Foi verificado que o custo da energia é algo extremamente significativo em uma análise de sensibilidade, onde todos os cenários de energias renováveis apresentam melhores resultados que a geração via térmica. Outro ponto importante no custo é a concentração do polímero na solução injetada. Foi observada uma grande variação no lucro bruto ao confrontar grandes diferenças de salinidade (nas tecnologias térmicas, a concentração do produto gerado é aproximadamente 50 mg/L de NaCl necessitando de uma concentração de 200 g/m³ de polímero para apresentar a mesma eficiência). Porém ao compararmos algumas tecnologias de membranas, a variação da concentração de polímero não se torna algo tão significativo (nas tecnologias de eletrodiálise (ED) e nanofiltração (NF) apresentam uma concentração de NaCl de 9000 mg/L e 6000 mg/L, respectivamente, e necessitam de 520 g/m³ e 480 g/m³ de polímeros para apresentarem uma viscosidade de 5,1 cP).

No estudo de caso gerado por FERREIRA (2016), o simulador gerou um ganho adicional de 6% no VOOIP, cerca de 72.036.495 barris durante toda a vida da recuperação adicional incrementando a receita em US\$ 3.962.007.228. Com esses valores, existe a possibilidade de verificar qual deveria ser o ganho mínimo da tecnologia da água otimizada para nivelar com o cenário do caso base.

Os resultados apresentados no item 3.6 também sugerem que, embora a injeção de solução polimérica possa mobilizar óleo residual após a injeção da água otimizada de modo terciário, maior recuperação de óleo por injeção de solução polimérica ocorre

quando o ambiente de baixa salinidade é estabelecido na saturação inicial de água (Swi), isto é, a injeção ocorre após a saturação do óleo residual.

Verifica-se em estudos laboratoriais uma sinergia positiva no processo, possibilitando um aumento em 17% do fator de recuperação em alguns casos, comparando com a injeção tradicional somente de água. Vale atentar que os resultados deste estudo indica que o estado de molhabilidade inicial de um meio poroso é importante para o efeito água otimizada/polímero, em que os reservatórios molháveis a água tendem a não apresentar efeitos positivos apesar da pressão diferencial consideravelmente elevada experimentada no sistema.

Considerando todas as condições de contorno pré-estabelecidas, desconsiderando a análise de *footprint*, verifica-se que a tecnologia de destilação por membrana apresenta os melhores resultados, ultrapassando o VPL do caso base. Nesse cenário, a redução do consumo de polímero devido a água de baixa salinidade paga o custo da implantação de um melhor tratamento de água. Além disso, por se tratar de um processo térmico, a concentração do produto é aproximadamente 50 mg/L de NaCl, sendo o melhor caso possível para aplicação da tecnologia da água otimizada. Porém a referência utilizada, RPSEA (2009), descreve a não necessidade de computar o custo da energia, algo controverso.

A tecnologia de eletrodiálise (ED) apresentou valores de VPL bastante interessantes. Quando se compara ED com energia eólica, verifica-se que apresenta um cenário superior ao caso base, sendo vantajoso, mesmo não havendo recuperação adicional pelo método da água otimizada. Quando comparamos com a fonte energética via diesel, há uma pequena desvantagem em relação ao caso base. A grande desvantagem da tecnologia é a alta concentração salina do produto (aproximadamente 9000 mg/L), que teoricamente diminuiria consideravelmente a eficiência da recuperação adicional devido a água otimizada.

Observando a tecnologia de nanofiltração (NF), verifica-se um cenário bastante interessante. Apesar de não apresentarem o melhor VPL, os valores apresentados estão bem próximos do caso base. Comparando as fontes de energia, infere-se que a energia eólica apresenta melhor resultado. Tal tecnologia apresenta um produto do tratamento com uma concentração salina de 3000 mg/L, algo que já

viabiliza a tecnologia da água otimizada, sendo plausível um ganho adicional de 2% e cobrindo a diferença do caso base. Porém a grande vantagem em relação às outras tecnologias é a possibilidade de uma intervenção *offshore* de menor porte, sendo necessária somente a troca das membranas de NF.

Verifica-se a aplicação da tecnologia de Dessalinização por Compressão de Vapor (MVC), observa-se que a tecnologia está no limiar da viabilidade econômica. Como tal tecnologia tem uma demanda considerável de energia, o fator da geração de energia apresenta um grande impacto. Ao comparar-se o estudo com a fonte renovável, verifica-se que o ganho necessário de 10% de volume adicional na tecnologia de recuperação melhorada de petróleo da água otimizada para viabilizar o processo é possível, diferentemente quando observa-se a fonte energética via diesel, que necessita um ganho adicional de 16% na tecnologia de água otimizada, tendo baixa probabilidade de acontecer.

Ao considerarmos as tecnologias de Osmose Reversa (RO), Destilação de Múltiplos Efeitos (MED) e Destilação *Flash* de Múltiplos Estágios (MSF), no caso estudado do modelo da Bacia de Campos (BC), com as bases de dados relacionadas e as condições de contorno apresentadas, o retorno financeiro só é viável com um alto fator de recuperação adicional do efeito da água otimizada. Verifica-se que são necessários ganhos de recuperação superiores a 16%, além dos 6% já definidos pelo o modelo, totalizando um ganho adicional mínimo de 22% de recuperação para balizar com o caso base de somente injeção de solução polimérica. Esses ganhos são muitos significativos para as tecnologias apresentadas, tendo uma baixa probabilidade de acontecer.

5 – Conclusão

Este trabalho realizou um estudo de viabilidade técnica e econômica sobre a injeção de solução polimérica viscosificante com água otimizada. Em que foi utilizado como estudo de caso o para análise técnica a injeção no reservatório de Dalia e como análise econômica modelo desenvolvido por FERREIRA (2016) sobre a Bacia de Campos.

Inicialmente foi estudado o impacto da recuperação melhorada de petróleo no mercado mundial de produção de petróleo, demonstrando um mercado demandante em potencial para a indústria de petroquímica. Foi feita uma breve introdução aos métodos de recuperação melhorada de petróleo e os efeitos intrínsecos do processo.

Posteriormente foi apresentada a teoria sobre os polímeros viscosificantes, em especial os HPAM. Foi definido qual seria o polímero utilizado para modelar o estudo de caso, SNF 3630S. Foram levantadas as características e os efeitos em ambientes de salinidades distintas.

Foi apresentada a teoria da metodologia de água otimizada para recuperação avançada de petróleo, incluindo as principais linhas de pensamento e desenvolvimento da tecnologia. Seguidamente, foram apresentadas as principais tecnologias de produção de água de baixa salinidade em sistemas *offshore*, consolidadas e em desenvolvimento.

Foi abordado estudo em escala laboratorial da aplicação dos dois métodos em paralelo, suas vantagens, desvantagens, resultados esperados, condições ideais de aplicação e parâmetros de controle do processo.

Foi desenvolvida uma superfície de resposta teórica sobre a interação do polímero selecionado com variação salina da água de injeção, utilizando várias bibliografias publicadas e resultados de laboratório do CENPES-PETROBRAS.

Foram avaliadas várias bibliografias para definir os parâmetros econômicos da implantação da tecnologia de tratamento de água *offshore* que atendesse as necessidades para a água otimizada.

Foi apresentado o estudo técnico do campo de Dalia, onde foram realizados vários testes pilotos, garantindo a injeção de longa duração, tecnologia para preparo e injeção do polímero, parâmetros operacionais e real antecipação de produção com diminuição do BSW.

Foi apresentado o modelo da Bacia de Campos em detalhes, como foi o desenvolvimento, considerações, cenários e correlações necessárias para o estudo.

Foi definido um cenário para estudo, injeção desde o primeiro ano da solução polimérica a 5,1 cP, com uma vazão de 29.942 bpd, tendo um volume acumulado de 0,19 volumes porosos do poço. Foi utilizado para fins de cálculos de receita adicional da produção adicional apresentado no estudo do FERREIRA (2016), utilizando a injeção de solução polimérica com uma concentração salina de 30.000 mg/L de NaCl. Foi considerado que a utilização de URS era necessária em qualquer processo de injeção em reservatórios de arenito, para evitar incrustação no processo.

Foi constatado que tanto na injeção de solução polimérica como no tratamento da água otimizada há custos expressivos e concentrados em processo específicos da operação. Na injeção de solução polimérica, o custo mais significante era o polímero SNF3630S, no custo de quatro mil dolares a tonelada, impactando diretamente no OPEX e o VPL final. No tratamento de água para geração da água otimizada, o custo energético era algo significativo, sendo de no mínimo de 64% do custo total. Desta forma, foram aprofundadas soluções para reduções de custo, onde verificou-se tecnologias de geração de energia renovável de menor custo aplicadas no Mar do Norte e a empresa *RBBenergy* oferencedo serviço similar na região estudada. Logo foi considerado mais um aspecto, a geração de energia nos cenários propostos.

Desta forma, foram desenhados cenários variando a tecnologia de produção de água e a geração de energia, realizando uma análise de VPL e TIR, considerando a injeção de solução polimérica tradicional como caso base. Foi correlacionado o valor adicional de petróleo produzido para a equiparação aproximada do caso base e verificada a viabilidade do ganho adicional da tecnologia de água otimizada, como descrito na revisão bibiliográfica. Deve-se atentar que o modelo BC já prevê um ganho adicional de 6% em seu modelo. Assim a todos os valores adicionais de reuperação pela adição da água otimizada devem ser adicionado 6%. Como descrito

no estudo realizado por Behruz (2013), o ganho possível em codições favoráveis dos métodos de forma concomitante é aproximadamente de 17%, sendo este o valor de corte da viabilidade técnica.

Considerando as condições de contorno do modelo e as referências usadas, verifica-se que as tecnologias de destilação por membrana (MD), eletodiálise (ED) e nanofiltração (NF) apresetaram resultados possivelmente iguas ou superiores ao caso base. Vale atentar que nas referências, a MD não tem custo de energia, apesar de ser um método térmico, algo inusitado. A NF apresenta um cenário bastante interessante, pois necessita de menores investimentos e prazos para implantação, considerando plataformas *offshore* já em operação e produz uma água com características consideradas bastante favoráveis para a aplicação da água otimizada.

Outras tecnologias apresentam valores acumulados superiores a 17% de ganho adicional, não apresentando viabilidade econômica. Observou-se que os valores de TIR são singulares ao processo de avalição econômica em geral. Não foi observado erros nos cálculos. Pela utilização de referências bibliográficas é possível que algum ganho esteja superestimado. Por ser uma análise comparativa, os resultados são válidos, já que o caso base também apresenta esta singularidade.

Interessante resaltar que em processos de injeção de água otimizada é comum à utilização de osmose reversa para a produção da água. Entende-se que este é um estudo cenceitual para nortear sobre as tecnologias, não sendo complexo o suficiente para ser o fator decisório para eliminação de uma tecnologia para produção de água.

A viabilidade positiva de novos projetos de aplicação de polímeros para a recuperação melhorada de petróleo tende a criar um mercado de tamanho pujante. Considerando a produção nacional de petróleo em 2015, verifica-se que 40% da produção brasileira advem de reservatórios maduros. Atualmente não existe um lider mundial consolidado de produção de polímeros para esse mercado, sendo uma oportunidade singular para a petroquímica brasileira.

Para estudos futuros, recomenda-se.

O estudo que englobe o *footpint* das tecnologias de tratamento de água, algo fundamental para a implantação na tecnologia em uma plataforma.

Para a aplicação real é muito interessante realizar medições de reologia do polímero selecionado para a implantação. Apesar de o modelo proposto apresentar 94% do efeito obervado entre salinida, variação de viscosidade e concentração de polímeros, dados exprimentais são mais robustos e contemplam todas as variaveis possiveis, incluvise alguma ainda não contemplada.

Como concluido no estudo, o custo energético na maioria das aplicações da produção de água otimizada será algo significante no processo, impactando diretamente a lucratividade. Será de grande valia realizar um estudo aprofundado de geração de energia offshore que poderia atender a demanda, propondo novas tecnologias que atenuem o custo energético.

7 – REFERÊNCIAS

AHMADUN, Fakhru'l-Razi; PENDASHTEH, Alireza; ABDULLAH, Luqman Chuah; BIAK, Dayang Radiah Awang; MADAENI, Sayed Siavash; ABIDIN, Zurina Zainal. Review of technologies for oil and gas produced water treatment. Journal of Hazardous Materials 170, 530–551, ano 2009.

AKSULU, Hakan; HAMSØ, Dagny; STRAND, Skule; PUNTERVOLD, Tina; AUSTAD, Tor. Evaluation of Low-Salinity Enhanced Oil Recovery Effects in Sandstone: Effects of the Temperature and pH Gradient. University of Stavanger, 4036 Stavanger, Norway. Energy Fuels 2012, 26, 3497–3503, and 2012.

ALMEIDA, Edmar; LOSEKANN, Luciano; BRAGA, Yanna C. P e B.; NUNES Luciana; BOTELHO, Felipe. Custos e Competitividade da Atividade de E&P no Brasil. Cooperação e Pesquisa IBP - UFRJ, ano 2016.

ALVARADO, Vladimir; MANRIQUE, Eduardo. Enhanced Oil Recovery: An Update Review. Energies 2010, 3, 1529-1575; doi:10.3390/en3091529.ISSN 1996-1073, ano 2010.

ARGABRIGHT, PA, Rhudy, JS, e Phillips, BL 1982. Partially hydrolysed polyacrylamides with superior flooding and injection propertiesApresentado na Conferência Anual SPE Técnico e Exposição, New Orleans, Louisiana, 26-29 setembro de 1982. SPE-11208-MS. http://dx.doi.org/10.2118/11208-MS http://dx.doi.org/10.2118/11208-MS

AYIRALA, S.C.; YOUSEF, A.A. A Critical Review of Master Chemistry Alteration Technologies to Develop Novel Water Treatment Schemes for SmartWater Flooding in Carbonate Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, SPE 179564-MS, and 2016.

BARROSO, Bruno Lupi. Valorização de correntes – Agentes redutores de arraste, apresentação Braskem, ano 2015.

BEZERRA, Magna Angélica dos SANTOS. Desenvolvimento de um destilador solar para tratamento de águas de produção de petróleo com vistas a sua utilização na agricultura e geração de vapor. UFRN/CT/NUPEG, Natal, ano 2004.

BEHRUZ Shaker Shiran, ARNE Skauge. Enhanced Oil Recovery (EOR) by Combined Low Salinity Water/Polymer Flooding. Centre for Integrated Petroleum Research (Uni CIPR), University of Bergen, Allégaten 41, 5007 Bergen, Norway. Energy Fuels, 2013, 27 (3), pp 1223–1235. Ano 2013.

BONDOR, Paul L.. Enhanced Oil Recorvery (EOR)- the time is now. Society of Petroleum Engineers Distinguished Lecturer Program, and 2009.

BOTECHIA, V.E.. Análise de decisção aplicada à injeção de polímeros no desenvolvimento de um campo de óleo pesado. Tese (doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânca e Instituto de Geociências, ano 2016.

Catalogs The Dow Chemical Company, FILMTECTM Membranes, NF90-2540. Acessado em 07 de janeiro de 2017. Disponível em: < http://www.lenntech.com/products/Filmtec-Membranes/149982/NF90-2540/index.html >,

CHANG, Harry L.. Chemical EOR Progress in China. WorkShopEOR, and 2010.

COSTA, Derik Gonçalves da; FRANÇA, Larissa Amorim; SOUZA, Matheus Gonçalves de ; SILVA, Raiane Canuto da. Produção de água a bordo de navios e plataformas. SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial, ano 2015.

DAS, Prasanta; KONALE, Sumit; KOTHAMASU, Ramya. Effect of Slat Concentration on Base-gel Viscosity of Different Polymers used Stimulation Fluid Systems. Society of Petroleum Engineers, SPE 167786, and 2014.

DELOITTE. The balancing act A look at oil market fundamentals over the next five years. Ano de 2016. Disponível em: < https://www2.deloitte.com/us/en/pages/energy-and-resources/articles/future-of-oil-markets-next-five-years-marketpoint.html>. Acessado em 05 de janeiro de 2017

EBENEZER, T. Igunnu; CHEN, George Z.. Produced water treatment technology. Faculty of Engineering, Department of Chemical and Environmental Engineering, and Energy and Sustainability Research Division, University of Nottingham, Nottingham NG7 2RD, UK, and 2012.

EMAD Al-Shalabi, W.; SEPEHRNOORI, Kamy. A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks. Journal of Petroleum Science and Engineering 139, 137–161, and 2016.

FERREIRA, Victor Marchesini. Avaliação de Métodos de Recuperação Melhorada de Petróleo para Campos Marítimos no Brasil: o Caso da Bacia de Campos.UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, ano 2016.

FLAATEN, Adam K..Technical, Economic, and Risk Considerations for Project Development Scenarios and Final Decision. Technical, Economic, and Risk Considerations for Project Development Scenarios and Final Decision, and 2012.

FLOQUIP PSU High speed polymer dissolution equipmen. SNF FLOERGER, França, and 2016.

FREITAS, Francisco de Assis. Tratamento de água para fins industriais, Universidade Petrobras, ano 2007.

FREITAS, Tayná Dalci Nicolau de. Produção de água a bordo de navios e plataformas. Centro Universitário Estadual Da Zona Oeste, Uezo, Rio De Janeiro, ano 2011.

GRAAUW, L. Capital Productivity for Oil and Gas in a Low-Price Environment, BAIN & COMPANY, 25 nov. 2015. Disponível em: < http://www.bain.com/publications/articles/capital-productivity-for-oil-and-gas-in-a-low-price-environment.aspx>. Acesso 21 dez. 2016

HABERT, Alberto Claudio; BORGES, Cristiano P.; NOBREGA, Ronaldo. PRODUÇÃO INDUSTRIAL DE MEMBRANAS. Programa de Engenharia Química, COPPE/UFRJ, ano 2008.

HANSEN, Beate. Evaluating tertiary water based EOR methods on the Veslefrikk field, with emphasis on analyzing sodium silicate injection by numerical simulation. Master Thesis in Reservoir Physics, Department of Physics and Technology, University of Bergen, and 2009.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY – IEA (2015). World Energy Outlook. Paris, 2015. Disponível em: < http://www.worldenergyoutlook.org > . Acessado em: 03 de dezembro de 2015

KANG, Pan-Sang; LIM, Jong-Se; HUH, Chu. Integrated Screening Criteria for *Offshore* Application of Enhanced Oil Recovery. Society Petroleum Engineers, SPE 170795-MS, and 2014.

KARAMI, H.R.; MOWLA, D.. Investigation of the effects of various parameters on pressure drop reduction in crude oil pipelines by drag reducing agents. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. Journal of Petroleum Science and Engineering 177–178,37–45, and 2012.

KARLSEN, Tor. Brage Chemical Flood Project. Worshop with Petrobras, 2007.

KOKAL, Sunil; AL-KAABI, Abdulaziz. Enhanced oil recovery: challenges & opportunities. Global Energy Solutions, Techology and Innovation. World Petroleum Council: Official Publication 2010, and 2010.

KOOTTUNGAL, L. "2014 Worldwide EOR Survey". Oil & Gas Journal, 04 de jul. 2014. Disponível em: http://www.ogj.com/print/volume-112/issue-4/special-report-eor-heavy-oil-survey/2014-worldwide-eor-survey.htmal. Acesso em: 13 fev. 2016

LAKE, L.W., JOHNS, R., ROSSEN, B., POPE.G. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery, Society of Petroleum Engineers, and 2014.

LEE, Seungjun; KIM, Do Hoon; CHUN, Huh; POPE, Gary. Development of a Comprehensive Rheological Property Database for EOR Polymers. Society of Petroleum Engineers, SPE 124798, and 2009.

LOPES, L. F.; SILVEIRA, B. M.O.; MORENO, R. B. Z. L.. Rheological Evaluation of HPAM fluids for EOR Applications. International Journal of Engineering & Technology IJET-IJENS Vol:14 No:03, and 2014.

MEZZOMO, Roberto F.. Recuperação Não Convencional Injeção de Polímeros . Apresentação UNICAP, São Paulo, ano 2002.

MOCZYDLOWER, Priscila. Métodos Avançados de Recuperação. Engenharia de Petróleo/ UFRJ, ano 2008.

MOREL, D.C.; ZAUGG, E.; JOUENNE, S.; DANQUIGNY, J.A.; CORDELIER, P. R. . Dalia/Camelia Polymer Injection in Deep *Offshore* Field Angola Learings and InSitu Polymer Sampling Results. Society of Petroleum Engineers, SPE - 174699-MS, ano 2015.

MOREL, Danielle; VERT, Michel; JOUEN, S.; NAHAS, E. Polymer Injection in Deep *Offshore* Field: The Dalia Angola Case. Society of Petroleum Engineers, SPE 116672, and 2008.

MOREL, Danielle; VERT, Michel; JOUENNE, S.; GAUCHET, R.; BOUGER, Y. . First Polymer Injection in Deep *Offshore* Field Angola: Recent Advances in the Dalia/Camelia Field Case. Oil and Gas Facilities, ano 2012.

MOWLA, D.; NADERI, A. Experimental Study Of Drag Reduction By A Polymeric Additive In Slug Two-Phase Flow Of Crude Oil And Air In Horizontal Pipes. Chemical Engineering Science 61, 1549–1554, and 2006.

POPE, Gary A. Apresentação Chemical Flooding Overview. Center for Petroleum and Geosystems Engineering The University of Texas at Austin, and 2007.

RBBenergy. Disponível em: < <u>www.rbbenergy.com</u> >. Acessado em: 15 nov. 2016.

REKSIDLER, Rodrigo. Modelagem da recuperação avançada de petróleo pelo método surfactante-polímero usando o simulador UTCHEM. Dissertação (mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos Bioquímicos, 2015.

REZAEIDOUST, Alireza ;PUNTERVOLD, Tina ; AUSTAD,Tor. Chemical Verification of the EOR Mechanism by Using Low Saline/Smart Water in Sandstone. University of Stavanger, 4036 Stavanger, Norway. Energy Fuels 2011, 25, 2151–2162, ano 2011.

RPSEA. Technical assessment of produced water treatment technologies. An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water,1st EDITION, RPSEA Project 07122-12, Colorado Schoolof Mines, and 2009.

RYLES, R.G.. Chemical Stability Limits of Water-Soluble Polymers Used in Oil Recovery Processes. SPF Reservoir Engineering, and 1988.

SANTOS, Aristides A. Monteiro. Análise custo/benefício do processo da dessalinização da água do mar. Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Instituto Politécnico de Leiria, ano 2013.

SANTOS, José Joaquim Conceição Soares. Avaliação Exergoeconômica das Tecnologias para a Produção Combinada de Eletricidade e Água Dessalinizada. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajaubá, Itajubá, Minas Gerais, ano 2005.

SANTOS, Tais Neto dos. Avaliação de inibidores de incrustação em unidade removedora de sulfato. TPQB, UFRJ. Rio de Janeiro, ano 2007.

SHENG, J. J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery - Theory and Practice, Elsevier, and 2011.

SILVA, Maria do Socorro Bezerra da. Estudo paramétrico da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo. UFRN/SISBI/ Biblioteca Setorial. Natal, ano 2014.

SILVA, Ricardo. Estudo de viabilidade econômica aplicada a Engenharia Química. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, biblioteca da Engenharia Química, ano 2008.

SONG, Yuefei; SU, Baowei; GAO, Xueli; GAO, Congjie. The performance of polyamide nanofiltration membrane for long-term operation in an integrated membrane seawater pretreatment system. Desalination 296, 30–36, and 2012.

SONG, Yuefei; XU, Jia; XU, Yan; GAO, Xueli; GAO, Congjie. Performance of UF–NF integrated membrane process for seawater softening. Desalination 276, 109–116, and 2011.

SORBIE, K.S. Polymer-Improved Oil Recovery, editora Springer Netherlands, edição 1, ano 1991.

TAYLOR, Kevin C.; NASR-EL-DIN, Hisham. A. Water-soluble hydrophobically associating polymers for improved oil recovery: A literature review. Journal of Petroleum Science and Engineering 19 265–280, and 1998.

VERMOLEN, E.C.M., Pushing The Envelope For Polymer Flooding Towards High-Temperature And High-Salinity Reservoirs With Polyacrylamide Based Ter-Polymers. Society of Petroleum Engineers, SPE 141497, and 2011.

VIDAL, Rosangela R. L.; MAIA, Ana M. S.; GARCIA, Rosangela B.. AVALIAÇÃO DA ADSORÇÃO DE POLÍMEROS HIDROSSOLÚVEIS SOBRE ARENITO NÃO-CONSOLIDADO. Anais do 7º Congresso Brasileiro de Polímeros, ano 2015.

WESCHENFELDER, Silvio Edegar. Aplicação de membranas cerâmicas para o tratamento de água produzida em unidades marítimas de produção de petróleo. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Programa de Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos. EQ/UFRJ, Rio de Janeiro, ano 2015.

8 − *ANEXO*:

8.1 - INTRODUÇÕES A CONCEITOS ECONÔMICOS

O estudo abaixo utiliza a obra de Professor Ricardo Silva (2008) para descrever os conceitos básicos econômicos.

8.1.1 Conceitos Básicos de um Projeto de Investimentos

Investimentos

É a soma dos gastos que a empresa deve realizar na implantação de um projeto, desde os estudos iniciais de viabilidade até a partida das instalações produtivas.

A identificação de uma boa oportunidade de lucro conduz o empresário a realizar um projeto de investimento e sua explicitação em documento é denominada de estudo de viabilidade.

Convém ressaltar que o termo investimento possui um sentido amplo, contemplando, além de projetos de instalação de novas unidades industriais, alterações em unidades existentes.

O investimento pode ser dividido em três categorias:

i) Investimento em Ativos Fixos --> Máquinas e Equipamentos, Prédios, Terrenos, Computadores, Obras Civis, Despesas Pré-Operacionais e Eventuais, etc...

As despesas eventuais constituem uma previsão para as despesas imprevistas decorrentes das estimativas utilizadas no projeto. É comum se arbitrar um percentual (ex: 10%) da inversão total em ativos fixos para essas despesas.

Investimento Fixo	
Item	Abrangência
Despesas Preliminares	Estudos de mercado, pesquisas, viagens, constituição e organização da empresa que vai executar o projeto, aluguel de salas, elaboração do estudo de viabilidade, projeto preliminar, serviços de consultoria,
Terreno e Melhorias	Compra do terreno, terraplanagem, urbanização e benfeitorias tais como drenagem, arruamento, cercas, iluminação,
Obras Civis	Despesas com a construção de prédios (administração da fábrica, almoxarifado, refeitório, oficinas, laboratórios, segurança,), fundações e estruturas para os equipamentos, tanques de armazenamento,
Equipamentos	Normalmente o item de maior peso no investimento. Compras dos equipamentos e materiais, bem como os serviços de posicionamento e montagem dos mesmos nos locais.
Serviços e Despesas intangíveis	Despesas com frete, seguros, engenharia, assistência técnica e supervisão, licenciamento (know-how), transferência de tecnologia, viagens,
Administração e Apoio	Gastos com o pessoal diretamente envolvido com a implantação do projeto, despesas relativas a serviços contratados a terceiros,
Despesas Pré-	Despesas de matéria-prima e pessoal

Operacionais	ocorrida durante a fase de testes até que se atinja
	a operação plena. Nesta fase a produção é
	descontinuada para ajustes e modificações, sem
	haver produção comercializável nas
	especificações requeridas pelos clientes. Custo de
	treinamento de pessoal (cursos, estágios,) e
	despesas de pré-comercialização (publicidade,
	viagens,)
Instalações	Dispêndio com a instalação do canteiro de
Provisórias	obras
Daniera Errenteria	Decrees investigates and since de
Despesas Eventuais	Despesas imprevistas, acréscimo de
	custos, erros de estimativa,
Divorgos	Vaígulas mávais utansflios nagas
Diversos	Veículos, móveis, utensílios, peças
	sobressalentes,

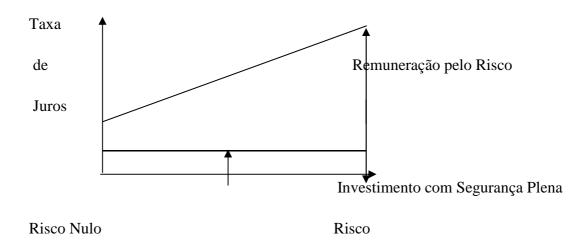
- ii) Despesas Financeiras Durante a Implantação
- iii) Capital de Giro

Taxas de Juros de um Investimento

Taxa Mínima Requerida – É a mínima taxa de juros que o investidor exige para aceitar um investimento. Essa taxa também é denominada custo de capital. Depende, fundamentalmente, do binômio risco-retorno do projeto de investimento. A taxa mínima requerida deve refletir expectativas futuras, não devendo ser fixada a partir de dados históricos.

A taxa mínima requerida aumenta de acordo com o risco do investimento.

Pode-se considerar que a mesma é a soma de dois componentes. O primeiro correspondente ao juros associado a um investimento com segurança plena e o segundo um prêmio dependente do risco assumido no investimento.



Taxa Esperada – É a taxa de juros que surge do fluxo de caixa do investimento.

Taxa Realizada – É a taxa de juros obtida depois da conclusão do investimento.

Métodos de Avaliação de Projetos de Investimento

- . Método do Valor Presente Líquido VPL
- . Método da Taxa Interna de Retorno TIR

Método do Valor Presente Líquido - VPL

n

$$VPL = -I + \sum (FCt / (1 + k)^{t})$$

$$t=1$$

FCt - Retorno depois dos impostos na data "t"

k – Taxa mínima requerida

I – Investimento

n – Prazo de análise do projeto

Se $\mathrm{VPL} > 0$ a soma dos valores presentes dos retornos será maior que o valor do investimento

 $\mbox{Se VPL} < 0 \mbox{ a soma dos valores presentes dos retornos será menor que o valor} \label{eq:controller}$ do investimento

Se VPL = 0 a soma dos valores presentes dos retornos será igual ao valor do investimento

Se VPL > 0 o investimento será:

- i) Recuperado
- ii) Remunerado com a taxa mínima requerida "k"
- iii) O projeto gerará um lucro na data zero igual ao VPL

Análise do VPL

- i) Inclui todos os capitais do fluxo de caixa e a taxa mínima requerida no procedimento de cálculo
- ii) Pode ser aplicado quando o fluxo de caixa do investimento apresentar mais do que uma mudança de sinal
 - iii) VPL's de projetos individuais podem ser somados
 - iv) Necessita do conhecimento da taxa mínima requerida
- v) Fornece como resultado uma medida absoluta ao invés de uma medida relativa
 - vi) Não permite comparar projetos com investimentos diferentes

Método da Taxa Interna de Retorno - TIR

É a taxa de juros que anula o VPL de um fluxo de caixa

n
$$0 = -I + \sum (FCt / (1 + TIR)^{t})$$

$$t=1$$

TIR > k - Aceitar o projeto

TIR = k – Indiferente aceitar ou não o projeto

TIR < k - Não aceitar o projeto

Se TIR > k o investimento será:

- i) Recuperado
- ii) Remunerado com a taxa mínima requerida "k"
- iii) Gerará um lucro igual ao VPL na data zero

Análise da TIR

- i) Fornece como resultado uma medida relativa, uma taxa efetiva de juros
- ii) Seu valor é de fácil compreensão
- iii) Se os capitais do fluxo de caixa tiverem mais de um mudança de sinal, poderá existir mais do que uma TIR

Seleção de Projetos de Investimento

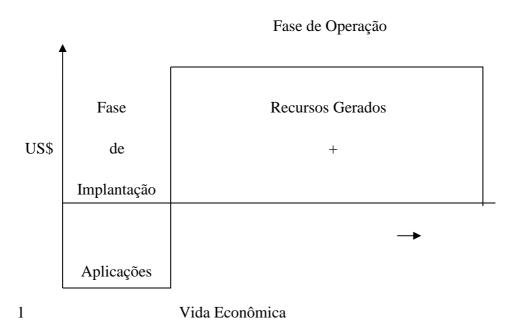
Critérios para a Escolha do Melhor Projeto de Investimento

- i) Método do VPL O melhor projeto de investimento é aquele que tiver maior VPL. Os métodos VFL e VUL seguem o critério do método VPL.
- ii) Método da TIR O melhor projeto de investimento é aquele que tiver maior TIR. O método TIR para ser utilizado em projetos mutuamente excludentes necessita do procedimento de Análise Incremental. O método IL segue o critério do método TIR.

Fluxo de Caixa

A expressão fluxo de caixa é utilizada para indicar as entradas e saídas de recursos no caixa de uma empresa.

Para uma empresa em implantação temos, por exemplo, o seguinte esquema:



A partir da montagem do fluxo de caixa é que se pode verificar as vantagens e desvantagens de aplicar os recursos da empresa no projeto em comparação com outras alternativas de emprego do capital.

O fluxo de caixa normalmente é feito a preços constantes de determinada época.

$$FCO = (R-C) x (1-T) + (D x T)$$

R = Receita

C = Custo total

T = Imposto de renda

D = Depreciação

 $\label{eq:definition} D~x~T = Representa~a~compensação~da~receita~subestimada~gerada~por~\\ (R-C)~x~(1-T)$

Fluxo de Caixa de um Projeto de Investimento

Item	Const	rução		do de C òmica))peraç	ão (Vid	la	
2-Custos Fixos								
3-Depreciação								
4-Custos Variáveis								
5-Despesas								
9-Lucro Líquido								
10-Investimentos Fixos								
11-Capital de Giro								
12-Total das Aplicações								
13-Caixa Líquido								

. Vida Econômica

É o período de tempo em que se deseja que o projeto produza resultados econômicos. Não possui, necessariamente, uma ligação direta com a vida útil dos equipamentos. Entretanto, na maioria dos casos, a vida econômica é determinada em função de uma vida útil média dos equipamentos que compõem o projeto.

. Data zero

É a data onde ocorrem investimentos em ativo fixo e capital de giro.

. Data Terminal

O capital de giro é integralmente recuperado e o investimento em ativo fixo é parcialmente retornado.

. Estudo de Mercado

Determina a quantidade de bens provenientes do projeto possíveis de serem atendidos pela demanda prevista ao longo da sua vida econômica.

 Capital de Giro --> Capital que a empresa precisa investir em estoques (estoque de matérias-primas e produtos acabados, peças de reposição, produtos em processo etc).

. Custo x Despesa

Custo – Gasto relativo a bem ou serviço utilizado na produção de outros bens ou serviços

Despesa – Bem ou serviços consumidos direta ou indiretamente para a obtenção de receitas (Financeiras, Administrativas e de Vendas)

Existem casos em que a separação entre custos e despesas é difícil de ser realizada, por exemplo:

- Se a empresa possui uma única administração sem a separação do que realmente pertence à fábrica?
- Se a empresa possui um único departamento de recursos humanos que cuida tanto dos funcionários da fábrica quanto da administração?
- Se a empresa possui um único departamento de compras tanto para a fábrica quanto para a administração ou vendas?

Nesses casos é necessário o estabelecimento de um critério para rateio, normalmente arbitrário.

Exemplo:

Manutenção da fábrica

a)	Custos de Produção	b)	Despesas Administrativas
-	Matéria-prima	-	Salários da administração
-	Utilidades da fábrica	-	Honorários da diretoria
-	Salários da fábrica	-	Correios, telefone e fax
-	Depreciação da fábrica	-	Material de consumo no escritório
-	Seguros da fábrica	c)	Despesas de Vendas
-	Materiais diversos consumidos	-	Comissões de vendedores
-	Energia elétrica da fábrica	-	Despesas de entrega

d)

Despesas Financeira

88

. Custos Diretos e Indiretos

i) Custos Diretos --> São aqueles identificados diretamente com o

processo produtivo (custo de matérias-primas, embalagens, utilidades etc).

ii) Custos Indiretos --> São aqueles que não podem ser identificados

diretamente com o processo de produção (laboratório, despesas gerais ou "overhead

plant" (serviços médicos, segurança, restaurante, comunicações, almoxarifado etc).

. Custos Fixos e Variáveis

i) Custos Fixos --> São aqueles que não se alteram com o aumento ou

diminuição da produção de uma unidade (mão-de-obra, administração, pesquisa e

desenvolvimento, serviços de consultoria, transporte, comunicação, limpeza, material

de escritório etc).

ii) Custos Variáveis --> São aqueles que se alteram com o aumento ou

diminuição da produção de uma unidade (matéria-prima, material de embalagem,

utilidades etc).

Lucro Total = Receita Total - Custo Total

Receita Total = Preço Unitário de Venda x Quantidade Vendida

Custo Total = Custo Unitário x Produção

. Custo Total

$$CT = CF + CV$$

CT = Custo Total

CF = Custo Fixo Total

CV = Custo Variável Total

$$CU = CT/q$$

CU = Custo Unitário

q = Quantidade Produzida

$$CU = CFu + Cvu$$

CFu = Custo Fixo Unitário

CVu = Custo Variável Unitário

$$CT/q = CFu + CVu$$

$$CT = CFu.q + CVu.q$$

$$CT = CF + CV$$

. Receita Operacional

É obtida pela multiplicação do preço de venda unitário pela quantidade vendida.

8.2 – FLUXOS DE CAIXA

Fluxo de caixa do caso base.

												Volume A	Acumulado de Polímer	o Injetado												
Cenário	modelo BC		Objetivo Caso Base	injeção	0,3kg/m3.VP								Vp	Kg (produto puro)	Tempo (anos)	kg/produto puro)/d	concentração (kg/m3)	Vazao (m3/d)	bpd		óleo total produido	VOOP	Valor			
Temologia de produção de água	nenhuma			viscosidade	5,109				Custo do Polimero (US\$/kg)	4		Nodelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000	40	4.760	1,00	4.760	29.942		0	6%	\$ -			
Fonte Energática	indefinido			Concentração	0,920kg/m3			Cu	sto da Energia Diesel (US\$/k\	0,388			0,19	43.437.500	25	4,760	1,00	4.760	29.942		0	1%	\$ -			
				inicio (ano)	0			Ci.	sto da Energia Eólica(US\$/kV	0,25			1,00	232,000,000												
				vazão de injeção	14000 m3/d			Cus	to do Barril de Petróleo (US\$	55																
Tempo	Projetado (dia)	Ano1	Ang2	Ano3	Aro4	Ano5	Ana6	Ano7	Ano8	Ano9	Anot0	Ano11	Ano12	Ano13	Aro14	Ana15	Ano16	Ano17	Ano18	Ano19	Ano20	Ano21	Ano22	Ano23	Ano24	Ano25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32.140929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929
Eficiência de Produção(%)	100%																									
Volume Captado(bpd)	88.057	32.140929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)		0,0	2.795,5	3,634,1	5.870,5	7.547,8	8.666,0	9.784,1	10.483,0	10.762,6	11.042,1	11.321,7	11461,4	11.461,4	11.461,4	12.300,1	12.300,1	12.160,3	11.601,2	10.203,5	7.128,5	5.730,7	4.193,2	2,935,2	1677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo			1.020.347	1.326.451		2,754,987	3.163.076	3.571.214	3.826.301	3,928,336	4.030.370	4.132.405	4.183.423	4.183.423	4.183.428	4.489.527	4.489.527	4.438.509	4.234.440	3.724.266	2,601,885	2091.711	1.50.50	1.071364	612.208	306.104
Percentual Adiconal na Produção			3,17%	4,13%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,86%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13,81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,51%	4,76%	3,33%	1,90%	0,95%
						41.					-				-	-				,,,,,		***				-
(+) Receita		\$ -	\$ 56.119.082,56	\$ 72.954.807,32	\$ 117.850.073,37 \$	151.521.522,90	\$ 173,969,155,92	\$ 196,416,788,94	\$ 210.446.559,58	\$ 216.098.467,84	\$ 221,670,376,09	\$ 227.282.284,35	\$ 230,088,238,48	5 230.088.238,48	\$ 230,088,238,48	\$ 246,923,963,24	\$ 246,923,963,24	\$ 244.118.009,12	\$ 232.894.192,61	\$ 204.834.651,33	\$ 143.103.660,52	\$ 115.044.119,24	\$ 84.178.623,83	\$ 58.925.036,68	\$ 33,671,449,53	\$ 16835.724,77
17																										
			i -									i														
Tratamento da Água																										
CAPEX (U.S.)/tpd)																										
(-)CAPEX	ς .																									
()=																										
Custo de Energia (KMh/bbl)																										
(-) Custo Energia	ς .																									
(jeste die ge	7																									
Custos e despesas fixas (USS/lbbl)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bb/)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEX(LISS/bbl)																										
or Delasyleti)																										
(-)OPEX tratamento de água															-											
[] or or result in or age																										
Injeção do Polímero																										
injugar and a micro																										
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00
Salinidade Original(mg/L NaOl)	30.500	anamati ajati		20.700.012/00	anamara gibi	200000000000000000000000000000000000000	20.240.72/00	anamora)(00	an and 1/00	an annual (W	anamata)00	201,000,013,000	20,200,000	20720013/00	200,000,001,000	an annual apple	20,200,000	20.200.012/00	200300013/00	20.200.013/00	20,222,300	2020003/00	20.000.00	20,000,000,000	200200000000000000000000000000000000000	201200013/00
Salinidade Otimizada(mg/LNaCl)	3.30																									
Viscosidade	5,10																									
Concentração do Polímero Kg/m3(Original)	0.920																									
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,320																									
Quantidad Injetada (kg)	4.379,465																									
(-) Otimicação custo polímero	\$ 17.517,86																									
(-) OPEK Polimero	\$ 17.517,86		\$ 6.394.020	\$ 6394.020	\$ 6394020 \$	6.394.020	\$ 6.394,020	\$ 6394,020	\$ 6.394,020	\$ 6394,020	\$ 6.394,020	\$ 6.394.020	\$ 6.394.020	\$ 6394,020	\$ 6.394.020	\$ 6.394,020	\$ 6.394.020	\$ 6394,020	\$ 6.394,020	\$ 6.394,020	\$ 6.394.020	\$ 6.394.020	\$ 6.394,020	\$ 6394020	\$ 6.394,020	\$ 6394,020
(Jordanicio	y 1/J1/J0	y 0.57400	y 0.0400.	, 63,9100	A emilion 3	0.334,020	A 6274050	, anyten	y 0.375020	A 0774000	y 0.3/480	v 0.04800	y 0.339,000	y someo	y 0.574020	y 0.3/480	y 0.3500	y 63,94,001	A 077-480	A 0734050	, mymm	, 637480	y 9,354,000	A 0704000	A 073-4050	y 03,400
(-)Custo		6.394.019,63	6.394.019,63	6.394.019,63	6.394.019,63	6.394.019,63	6394.019,63	6394019,63	6.394.019,63	6.394.019,63	6.394.019,63	6.394.019,63	6.394.019,63	6394.019,63	6.394.019,63	6.394.009,63	6.394.009,63	6394.019,63	6.394.019,63	6.394.019,63	6.394.019,63	6394.009,68	6.394.019,63	6.394.009,63	6.394.019,63	6394.019,63
/ Jenny		9337403(0)	0.35%,623/83	0334013/03	envente	0.2071023/83	63,540,000	6374617(0)	CUCIONCO	0.337412703	9.071913(83	4.0440,00	0.357413)03	637462/03	0.327022/03	0.07403(03	0.35%(03)03	03371013)03	0.337423/83	מולבווייתנוו	0.33792303	637663(0)	4.354.013(03	0.354023(0)	0.354013/03	u.s.r.u.jus
(=) Lucro Operacional	¢	\$ -6394.019.63	\$ 49.725.062,93	\$ 66,560,787,69	\$ 111.456.053,74 \$	145.127.503.27	\$ 167.575.136,29	\$ 190,022,769,31	\$ 204.052.539,95	\$ 209.664.448,21	\$ 215.276.356,46	\$ 220.888.264,72	\$ 223.694.218.85	\$ 773 GQ1 710 0C	\$ 223.694.218,85	\$ 20152001241	\$ 240,529,943,61	\$ 237.723.989,49	\$ 226,500,172,98	\$ 198,440,631,70	\$ 136,709,640,89	\$ 108,650,099,61	\$ 77.784.604,20	\$ 52.531.017,05	¢ 277777/2001	\$ 10.441.705,14
(-) tutti uperaturiai	,	(0)(210+CER. A	40.1433,004,33	y 00.00.61/8	3 HTMMH/4 3	www.might	A TRIVITOT T00/12	2 1200EE /05/31	y 03/100-333333	y 20000440,21	A 577510730040	2 44000494/4	, mu-110,00	A 117102-110/03	2 243,034,438,63	y e41.153.793,01	2 290,023,953,01	4 TH-117-202/42	y 2203001/2,30	120.440.031,/U	2 T01/02/40/02	, montenant/01	у пленации	, scassifit	2 21211740,00	y 2011-2-103 ₃ 34
	-			-																						
	 		-	 	+							 	 	—		-			 		 			-		
100	t immurer	terral constitution (.00		+							-	-						-		l			-		
VPL	3 1/15/30/4/651,56	taxa de atratividade	12%	-																						
	ner/			-									-	-												
TIR	816%		l										1	1				l	1							

	1 1			1											ı —				- I			1				
												Volume A	Acumulado de Polímen													
Cenário	modelo BC		Objetivo	injeção	0,3kg/m3.VP								Vp	Kg (produto puro)		40 1.1	concentração (kg/m3)	Vazao (m3/d)	bpd							
Tecnologia de produção de água	TIVC			viscosidade	5,1cP			Custo do Polí		4		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00		-	7	4.760,27	29.942							
Fonte Energática	termica			Concentração	1kg/m3			Custo da Energia		0,388			0,19	43.437.500,00	-	4.760	1,00	4.760,27	29.942,12							
Cido de Vida	25 anos			inido (ano)	0			Custo da Energia		0,25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d	88057,34	bpd	Custo do Barril de	Petróleo (US\$/bbl)	55																
Тетро	Projetado (dia)	Ano1	Ano2	Ano3	Ano4	Ano5	Ano6	Ano7	Ano8	Ano9	Ano10	Ano11	Ano12	Ano13	Ano14	Aro15	Ano16	Ano17	Ano18	Ano19	Ano20	Ano21	Ano22	Ano23	Ano24	Ano25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.92
Eficiência de Produção(%)	98%																									
Volume Captado(bpd)	89.854	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.86
(+) Produção adicional de Petróleo (bpd)	-	0,0	2.795,5	3.634,1	5,870,5	7.547,8	8.666,0	9.784,1	10.483,0	10.762,6	11.042,1	11.321,7	11.461,4	11.461,4	11.461,4	12.300,1	12.300,1	12.160,3	11.601,2	10.203,5	7.128,5	5.730,7	4.193,2	2,935,2	1.677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo			1.020.347	1.326.451	2.142.729	2,754,937	3.163.076	3.571.214	3.826.301	3.928.336	4.080.370	4.132.405	4.183.423	4.183.423	4.183.423	4.489.527	4.489.527	4.438.509	4.234.440	3.724.266	2601.885	2.091.711	1530.520	1.071.364	612.208	306.10
Percentual Adiconal na Produção			3,17%	4,13%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,86%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13,81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,51%	4,76%	3,33%	1,90%	0,95%
(+) Receita		\$ -	\$ 56.119.082,56	\$ 72.954.807,32	\$ 117.850.073,37	\$ 151.521.522,90	\$ 173.969.155,92	\$ 196.416.788,94	\$ 210.446.559,58	\$ 216.058.467,84	\$ 221,670,376,09	\$ 227.282.284,35	\$ 230.088.238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 246.923.963,24	\$ 246.923.963,24	\$ 244.118.009,12	\$ 232.894.192,61	\$ 204.834.651,33	\$ 143.103.660,52	\$ 115.044.119,24	\$ 84.178.623,83	\$ 58.925.036,68	\$ 33.671.449,53	\$ 16.835.724,7
Tratamento da Água																										
CAPEX (US\$/bpd)	195																									
(-)CAPEX	\$ 17.521.613,57	R\$ 17.521.613,57																								
Custo de Energia (kWh/lbbl)	1,1																									
(-) Custo Energia	\$ 38.349,87	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,59	R\$ 13.997.702,5
Custos e despesas fixas (US\$/bbl)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/lbbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEX(US\$/bbl)	908																									
(-) OPEX tratamento de água	7.188,35	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2.623.749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623.749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2.623.749.31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623.749,31	2,623,749,31	2.623.749,31	2,623,749,3
Injeção do Polímero																										
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,0
Salinidade Original(mg/L NaCl)																										
Salinidade Otimizada(mg/L NaCl)	<50																									
Viscosidade	5,10																									
Concentração do Polímero Kg/m3(Original)																										
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,180																									
Quantidad Injetada (kg)	856,852																									
(-) Otimização custo polímero	\$ 3.427,41																									
(-) OPEX Polimero	\$ 3.427,41	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.00
(-) Custo	17.570.579,20	35.394.069,32	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,75	17.872.455,7
																						.,,.				
(=) Lucro Operacional	\$ -17.570.579,20	\$ -35.394.069,32	\$ 38.246.626,81	\$ 55.082.351,58	\$ 99.977.617,62	\$ 133,649,067,15	\$ 156.096.700,18	\$ 178.544.333,20	\$ 192,574,103,84	\$ 198.186.012,09	\$ 203.797.920,35	\$ 209.409.828,60	\$ 212.215.782,73	\$ 212.215.782,73	\$ 212.215.782,73	\$ 229.051.507,50	\$ 229.051.507,50	\$ 226.245.553,37	\$ 215.021.736,86	\$ 186,962,195,58	\$ 125.231.204,77	\$ 97.171.663,49	\$ 66.306.168,09	\$ 41.052.580,94	\$ 15.798.993,79	\$ -1036.730,
										,		.,,,		.,.												
				1												1										
VPL	\$ 952,703,382.47	taxa de atratividade	12%	1												1										
				1																						
TR	154%																									
····																										

Fluxo de caixa do caso MVC, eólico.

Cenário	modelo BC		Objetivo	injeção	0,3 kg/m3.VP								Vp	Kg(produtopuro)	Tempo (anos)	kg(produto puro)/d	concentração (kg/m3)	Vazao (m3/d)	bpd							
Tecnologia de produção de água	mvc			viscosidade	5,109			Custo do Polím	iero (US\$/kg)	4		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00	40	4760	1,00	4760,27	29.902							
Fonte Energática	edlica			Concentração	1 kg/m3			Custo da Energia D	liesel(US\$/kWh)	0,388			0,19	43.437.500,00	25	4.760	1,00	4.760,27	29.942,12							
Cido de Vida	25 anos			inido (ano)	0			Custo da Energia E	Eólica(US\$/kWh)	0.25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d	88057,34	bpd	Custo do Barril de P	Ildd/22U1 nelinte	55																
							4.																			
_																										
Tempo	Projetado (dia)	Ano1	Ano2	Ano3	Ano4	Are5	Aro6	Aro7	Ano8	Ano9	Ano10	Ano11	Ano12	Ano13	Ano14	Ano15	Aro16	Ano17	Ano18	Ano19	Ano20	Ano21	Ano22	Am23	Ano24	Ano25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32.140.929	32.140929	32,140,929	32,140,929	32,141,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929
Eficiência de Produção (%)	98%																									
Volume Captado(bpd)	89.854	32.796.866	32.796.866	32.796.886	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32,796,886	32.796.866	32.796.866	32.796.886	32.796.866	32,796,866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866	32.796.866
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)		0.0	2.795,5	3.694,1	5.870,5	7.547,8	8.666,0	9.784,1	10.483,0	10.762,6	11042,1	11321,7	11461,4	11.461,4	11.461,4	12.300,1	12.300,1	12.160,3	11.601,2	10.203,5	7.128,5	5.730,7	4193,2	2.935,2	1.677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo		4,0	1,020347	1336.451	2.142.729	2754.937	3.163.076	3571214	3,826301	3,938,336	4030.370	4.132.405	4,183,423	4183.423	4,183,423	4.489.527	4.489.527	4,438,509	4,234,440	3.724.266	2,601,885	2091.711	1.50.520	1071364	612.208	306.104
	\vdash																					-				
Percentual Adiconal na Produção	\vdash		3,17%	4,13%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,86%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13,81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,51%	4,76%	3,33%	1,90%	0,95%
(+) Receita			\$ 56.119.082,56	\$ 72.954.807,32	\$ 117.850.073,37	\$ 151.521.522,90	\$ 173.969.155,92	\$ 196.416.788,94	\$ 210.446.559,58	\$ 216.058.467,84	\$ 221.670.376,09	\$ 227.282.284,35	\$ 230.088.238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 246,923,963,24	\$ 246.923.963,24	\$ 244.118.009,12	\$ 232.894.192,61	\$ 204.894.651,33	\$ 143.103.660,52	\$ 115,044,119,24	\$ 84.178.623,83	\$ 98.925.036,68	\$ 33,671,449,53	16835.724,77
Tratamento da Água																										
CAPEX (US\$/bpd)	195																									
(-)CAPEX	\$ 17.521.613,57	\$ 17.521.613,57																								
Custo de Energia (kWh/bbl)	11																									
(-)Custo Energia	\$ 24,709.97	\$ 9,019,138,27	R\$ 9019138.27	RS 9019.138.27	RS 9.019.138.27	RS 9.009.138.27	RS 9.019.138.27	RS 9.019.138.27	RS 9019.138.27	RS 9.019.138.27	R\$ 9019.138.27	RS 9019.138.27	RS 9.009.138.27	RS 9019.138.27	RS 9019.138.27	R\$ 9,019,138,27	RS 9,019,138,27	R\$ 9.019.138.27	RS 9.019.138.27	R\$ 9.009.138.27	R\$ 9,019,138,27	RS 9.019.138.27	RS 9,019,138,27	RS 9.019.138.27	R\$ 9.019.138.27	\$ 9,019,138,27
("Justiculoiga	2 24.10(3)	0 303.00(2)	10 2012130E1	10 3023.230,0	10 38031000	10 3823.20(2)	10 2/02/2002/	10 201213021	10 3013.130,0	10 3,013,130,47	10 20121000	10 2012/10/0	10 33031301	10 3813.130,67	10 3813.130,67	10 3013130,07	10 2012/10(£)	10 3013.130,67	10 201213027	19 3803.00(2)	10 3/013.130,27	10 3013.130,0	10 201213021	10 2/012.136/D	10 3/813/130/27 [1	Q 2013-130,E/
Custos e despesas fixas (US\$/bbl)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)								- 1																		
OPEX(US\$/bbl)																										
	0,08																									
(-)OPEX tratamento de água	Q08 7.188,35	2623.749,31	2623.749,31	2623.749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623.749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2623.749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623.749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31
(-) OPEX tratamento de água		2,623,749,31	2623.749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2623,749,31	2623749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31
(-)OPEX tratamento de água Injeção do Polímero		263.749,31	2623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2.623.749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2.623,749,31	2623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31
111		2.623.749,31	2623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2.623,749,31	2.623.749,31	2,623,749,31	2623.749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31	2,623,749,31	2623,749,31	2,623,749,31
Injeção do Polímero	7.188,35									,																
Injeção do Polímero Volume injetado de Solução polimérica (bbl)		2,623,743,31 10,928,875,00	2.623.749,31 10.928.875,00	262,749,31 10528,875,01		2.623.745,31 10.928.875,00	2.623.749,31 10.928.875,00	2623.749,31 10928.875,00	2 623 749,31 10 928 875,00	,	2 6 7 3 7 4 9, 31 10 9 2 8 8 7 5,00	2.623.749,21 10.928.875,00	2.623,749,31 10.928,875,00	2.623.749,31 10.928.875,00	2.623.749,31 10.928.875,00	2,623,749,31 10,928,875,00		2623.749,31 10.928.875,00			2,623,749,31 10,928,875,00		2.623.749.31 10.998.875,00		2.623.745,31 10.928.875,00	2.623.745,31 10.928.875,00
Injeção do Polímero Volume injetado de Solução poliméria (bbl) Salindade Original(mg/LNACI)	7.388,35 29.942									,																
trijeção do Polímero Volume injetado de Solução polimérica (bbl) Salinidade Original(mg/LVaCI) Salinidade Original(mg/LVaCI)	7.388,35 7.388,35 29.942 <50									,																
Iojeção do Polímero Volume injetado de Solução polimérica (bbl) Salinidade Criginalimg L NaCI) Salinidade Crimizada(mg.l NaCI) Viscosidade Viscosidade	7.388,35 29.942									,																
lojecă de Polinero Volume injecte de Solução polimérica (ból) Sainidade Original (mgl. Naci) Sainidade Oriminado (mgl. Naci) Viscodade Oricento (pp. naci) Opinal	7.188,35 29.942 <50 5,10									,																
tipijān de Polinero Volume initiatib de Saluda poliniekia (bbl) Salnidade Original (mgl.) Visió) Salnidade Orimadalingil, Visió) Vismodade Concestação de Polinero (kgl.51) Original Concestação de Polinero (kgl.51) Original	7,188,35 29,942 <50 5,10									,																
tipjah di Polinero Volume iyistab di Solugin polimirking (bbl) Salmidade Originalingi Tukal) Salmidade Originalingi Tukal) Vistosidade Ormendogin di Polinero (giral) Original Connentogin di Polinero (giral) Algo Orimidad	7.188,35 29.92 <50 5,10 0,180									,																
trijerja do Polinero Volume injesta de Solut ja oprimekra (MI) Salnickée Organiling (NaC) Salnickée Organiling (NaC) Vincastrajak Orneantaja do Polinero (gire) Diopinal Concentaja do Polinero (gire) Diopinal Quantida (injesta) (inje	7.188,35 29.942 <50 5,00 0,180 856,852 \$ 3.447,41	10 938 875,00	10928875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.528.875,00	19.98.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.938.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	11 928 875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00
tipjah di Polinero Volume iyistab di Solugin polimirking (bbl) Salmidade Originalingi Tukal) Salmidade Originalingi Tukal) Vistosidade Ormendogin di Polinero (giral) Original Connentogin di Polinero (giral) Algo Orimidad	7.188,35 29.92 <50 5,10 0,180				10.928.875,00	10.528.875,00		10928.875,00	10928.875,00	10.938.875,00			10.928.875,00	10928.875,00			10.928.875,00		10.928.875,00	11 928 875,00		10928.875,00		10.928.875,00		10.928.875,00
trijerja do Polinero Volume injesta de Solut ja oprimekra (MI) Salnickée Organiling (NaC) Salnickée Organiling (NaC) Vincastrajak Orneantaja do Polinero (gire) Diopinal Concentaja do Polinero (gire) Diopinal Quantida (injesta) (inje	7.188,35 29.942 <50 5,00 0,180 856,852 \$ 3.447,41	10 938 875,00	10928875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.528.875,00	19.98.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.938.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	11 928 875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00
Irijejār do Polinero Vidume iņistob its Sakaja polinekra (bb) Salnidade Orinicating (I.k.Cl) Salnidade Orinicating (I.k.Cl) Viduodade Oricentrajār do Polinero (girk) Dopjinal Concentrajār do Polinero (girk) Dopjinal Opticating (Irija) (Irija) Opticating (Irija) (Irija) I (Orinicajār ostas pilmen)	7.188,35 29.942 <50 5,00 0,180 856,852 \$ 3.447,41	10 938 875,00	10928875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.528.875,00	19.98.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.938.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	11 928 675,00	10.928.875,00	0938.875,00 \$ 1251,004	10.928.875,00	0.938.875,00 \$ 1.251.004	10,928,875,00	10.928.875,00
tripcia de Polinero Volume injekto de Solução poliméria (bibl) Salmidade Origical (mgl. Visco) Salmidade Origical (mgl. Visco) Vismodade Concretação de Polimento (gl. 18) (águ. Orimizado) Quantidad injekto (gl. 1) (águ. Orimizado) (j. Orimizado sudspolinero (j. 1) POP Polimero	7 188,35 29 942 <50 5,10 0,180 866,852 5 3,417,41	10 938 975,00	10928.675,00	1098.65,00	0 98 875,00 \$ 1.251,004	10 928.875,00 5 1251,004	11 928 875,00 5 1251,004	10938.875,00 5 1.251,004	10928.675,00	10 98 675,00 \$ 125,004	10928.675,00	1098.65,00 5 125.004	10.528.875,00 5 1.251.004	10928.675,00	10928.675,00	0.588.875,00 \$ 1.251.004	10 928 875,00 10 928 875,00 5 1259,004	10928.875,00	10 528.875,00 \$ 125.004	11 928 675,00	0.928.875,00 \$ 1251,004	0938.875,00 \$ 1251,004	10 98875,00 \$ 1251,004	0.938.875,00 \$ 1.251.004	10 98 875,00	19 928 875,00
Injeção do Polinero Vidune injetado de Solução polimeiro (MI) Salindade Crispialing (NaCI) Salindade Crispialing (NaCI) Salindade Crispialing (NaCI) Salindade Crispialing (NaCI) Viduado (NaCI) Viduado (NaCI) Viduado (NaCI) Quantidad (naCI) Quantidad (naCI) Quantidad (naCI) Quantidad (naCI) (NaCI)	7.188,35 29.942 <50 5,10 0,180 885,682 5 3.447,41 5 3.447,41	10 528 85 5,00 11 25 1,004 30 45 33 4.9	10528.875,00 \$ 1250.004	1038.85,00 \$ 125,004 \$ 1288.80,Q	05885500 5 1251004 12888942	058950 5 12504 1288942	10.588.875,00 \$ 1.251,004 12.888.801,42	00528.875,00 \$ 1251,004 12893.891,Q	10538.85,00 \$ 1.251.004 12.883.891,42	0.938.85,00 5 123.04 2.888.81,42	10328.875,00 \$ 1.251,004	10538.85,00 \$ 1251.004	13-93-87500 \$ 1251004 12-88-8814-2	10538.85,00 \$ 1251004 1289.891,42	10538.85,00 \$ 1251.004	0.928.875,00 \$ 1.251,004	10 528 875,00 5 125,004 12,89,89,42	10938.875,00 \$ 1251,004	0.938.875,00 \$ 1251,00 12.888.891,42	11938.875,00 \$ 1.251,004 12.888.891,42	0.928.875,00 \$ 1251,004	0.938.85,00 5 125,00 1288.89,4	0.988500 \$ 125100 128889142	05885500 5 1251004 128880,Q	10 38 85,00 \$ 1.3:1004 12:89:891,42	1058 85,00 1251 004 1289 894 4
tripcia de Polinero Volume injekto de Solução poliméria (bibl) Salmidade Origical (mgl. Visco) Salmidade Origical (mgl. Visco) Vismodade Concretação de Polimento (gl. 18) (águ. Orimizado) Quantidad injekto (gl. 1) (águ. Orimizado) (j. Orimizado sudspolinero (j. 1) POP Polimero	7 188,35 29 942 <50 5,10 0,180 866,852 5 3,417,41	10 938 975,00	10928.675,00	1098.65,00	05885500 5 1251004 12888942	10 928.875,00 5 1251,004	11 928 875,00 5 1251,004	00528.875,00 \$ 1251,004 12893.891,Q	10538.85,00 \$ 1251,004 12893.891,42	0.938.85,00 5 123.04 2.888.81,42	10928.675,00	1098.65,00 5 125.004	10.528.875,00 5 1.251.004	10928.675,00	10928.675,00	0.588.875,00 \$ 1.251.004	10 528 875,00 5 125,004 12,89,89,42	10928.875,00	0.938.875,00 \$ 1251,00 12.888.891,42	11938.875,00 \$ 1.251,004 12.888.891,42	0.928.875,00 \$ 1251,004	0.938.85,00 5 125,00 1288.89,4	10 98875,00 \$ 1251,004	05885500 5 1251004 128880,Q	10 98 875,00	19 928 875,00
Irijerja do Polimero Volume injestuli de Salucija polimekra (bli) Salindade Orginaling (I. Nozi) Salindade Orginaling (I. Nozi) Salindade Orginaling (I. Nozi) Viscostade Concentraja de Polimero (gli Piliprijani) (Piliprijani polimero (Piliprijani	7.188,35 23.942 <s0 -17.556,933,30<="" 0,180="" 3.447,41="" 5="" 5,30="" 856,652="" td=""><td>10 588.955,00 1251,004 30 45 594,99 30 45 594,99</td><td>10928.875,00 \$ 1255,004 12895.895,42 \$ 43,225,191,13</td><td>1038.85,00 \$ 125,004 \$ 1288.80,Q</td><td>05885500 5 1251004 12888942</td><td>058950 5 12504 1288942</td><td>10.588.875,00 \$ 1.251,004 12.888.801,42</td><td>00528.875,00 \$ 1251,004 12893.891,Q</td><td>10538.85,00 \$ 1.251.004 12.883.891,42</td><td>0.938.85,00 5 123.04 1288.80,42</td><td>10328.875,00 \$ 1.251,004</td><td>10538.85,00 \$ 1251.004</td><td>13-93-87500 \$ 1251004 12-88-8814-2</td><td>10538.85,00 \$ 1251004 1289.891,42</td><td>10538.85,00 \$ 1251.004</td><td>0.928.875,00 \$ 1.251,004</td><td>10 528 875,00 5 125,004 12,89,89,42</td><td>10938.875,00 \$ 1251,004</td><td>0.938.875,00 \$ 1251,00 12.888.891,42</td><td>11938.875,00 \$ 1.251,004 12.888.891,42</td><td>0.928.875,00 \$ 1251,004</td><td>0.938.85,00 5 125,00 1288.89,4</td><td>0.988500 \$ 125100 128889142</td><td>05885500 5 1251004 128880,Q</td><td>10 38 85,00 \$ 1.3:1004 12:89:891,42</td><td>1058 85,00 1251 004 1289 894 4</td></s0>	10 588.955,00 1251,004 30 45 594,99 30 45 594,99	10928.875,00 \$ 1255,004 12895.895,42 \$ 43,225,191,13	1038.85,00 \$ 125,004 \$ 1288.80,Q	05885500 5 1251004 12888942	058950 5 12504 1288942	10.588.875,00 \$ 1.251,004 12.888.801,42	00528.875,00 \$ 1251,004 12893.891,Q	10538.85,00 \$ 1.251.004 12.883.891,42	0.938.85,00 5 123.04 1288.80,42	10328.875,00 \$ 1.251,004	10538.85,00 \$ 1251.004	13-93-87500 \$ 1251004 12-88-8814-2	10538.85,00 \$ 1251004 1289.891,42	10538.85,00 \$ 1251.004	0.928.875,00 \$ 1.251,004	10 528 875,00 5 125,004 12,89,89,42	10938.875,00 \$ 1251,004	0.938.875,00 \$ 1251,00 12.888.891,42	11938.875,00 \$ 1.251,004 12.888.891,42	0.928.875,00 \$ 1251,004	0.938.85,00 5 125,00 1288.89,4	0.988500 \$ 125100 128889142	05885500 5 1251004 128880,Q	10 38 85,00 \$ 1.3:1004 12:89:891,42	1058 85,00 1251 004 1289 894 4
trijejās dz Polinero Volume injetats de Saluda polineira (MD) Salindade Originaling (NaCI) Salindade Originaling (NaCI) Salindade Originaling (NaCI) Salindade Originaling (NaCI) Oricestrajās de Polineiro (gina) Original Concestrajās de Polineiro (gina) Original Concestrajās de Polineiro (gina) Original Concestrajās de Polineiro (gina) Original (A) Oricestrajās de Polineiro (gina) Original (A) (A) (A) (A) (A) (A) (A) (A	7.188,35 23.942 <s0 -17.556,933,30<="" 0,180="" 3.447,41="" 5="" 5,30="" 856,652="" td=""><td>10 528 85 5,00 11 25 1,004 30 45 33 4.9</td><td>10528.875,00 \$ 1250.004</td><td>1038.85,00 \$ 125,004 \$ 1288.80,Q</td><td>05885500 5 1251004 12888942</td><td>058950 5 12504 1288942</td><td>10.588.875,00 \$ 1.251,004 12.888.801,42</td><td>00528.875,00 \$ 1251,004 12893.891,Q</td><td>10538.85,00 \$ 1.251.004 12.883.891,42</td><td>0.938.85,00 5 123.04 1288.80,42</td><td>10328.875,00 \$ 1.251,004</td><td>10538.85,00 \$ 1251.004</td><td>13-93-87500 \$ 1251004 12-88-8814-2</td><td>10538.85,00 \$ 1251004 1289.891,42</td><td>10538.85,00 \$ 1251.004</td><td>0.928.875,00 \$ 1.251,004</td><td>10 528 875,00 5 125,004 12,89,89,42</td><td>10938.875,00 \$ 1251,004</td><td>0.938.875,00 \$ 1251,00 12.888.891,42</td><td>11938.875,00 \$ 1.251,004 12.888.891,42</td><td>0.928.875,00 \$ 1251,004</td><td>0.938.85,00 5 125,00 1288.89,4</td><td>0.988500 \$ 125100 128889142</td><td>05885500 5 1251004 128880,Q</td><td>10 38 85,00 \$ 1.3:1004 12:89:891,42</td><td>1058 85,00 1251 004 1289 894 4</td></s0>	10 528 85 5,00 11 25 1,004 30 45 33 4.9	10528.875,00 \$ 1250.004	1038.85,00 \$ 125,004 \$ 1288.80,Q	05885500 5 1251004 12888942	058950 5 12504 1288942	10.588.875,00 \$ 1.251,004 12.888.801,42	00528.875,00 \$ 1251,004 12893.891,Q	10538.85,00 \$ 1.251.004 12.883.891,42	0.938.85,00 5 123.04 1288.80,42	10328.875,00 \$ 1.251,004	10538.85,00 \$ 1251.004	13-93-87500 \$ 1251004 12-88-8814-2	10538.85,00 \$ 1251004 1289.891,42	10538.85,00 \$ 1251.004	0.928.875,00 \$ 1.251,004	10 528 875,00 5 125,004 12,89,89,42	10938.875,00 \$ 1251,004	0.938.875,00 \$ 1251,00 12.888.891,42	11938.875,00 \$ 1.251,004 12.888.891,42	0.928.875,00 \$ 1251,004	0.938.85,00 5 125,00 1288.89,4	0.988500 \$ 125100 128889142	05885500 5 1251004 128880,Q	10 38 85,00 \$ 1.3:1004 12:89:891,42	1058 85,00 1251 004 1289 894 4
trigição do Polímero Volume injesto de Solução polimeira (bbl) Salindade Original Ingl. (bc.Cl) Concentação de Polímero (glinal Diagnal Ingl. Concentação de Polímero (glinal Diagnal Ingl. L Original Ingl. (bc.Cl) L Original Ingl. (bc.Cl) (cl) Original Ingl. (bc.Cl) (cl) Original Ingl. (cl) Original Ingl. (cl) Original Ingl. (cl) Original I	7.388,35 29.942 <50 5.00 0.380 886,852 5 3.447,41 17.556,993,30 5 -17.556,993,30 5 991,20,955,64	10 588.955,00 1251,004 30 45 594,99 30 45 594,99	10928.875,00 \$ 1255,004 12895.895,42 \$ 43,225,191,13	1038.85,00 \$ 125,004 \$ 1288.80,Q	05885500 5 1251004 12888942	058950 5 12504 1288942	10.588.875,00 \$ 1.251,004 12.888.801,42	00528.875,00 \$ 1251,004 12893.891,Q	10538.85,00 \$ 1.251.004 12.883.891,42	0.938.85,00 5 123.04 1288.80,42	10328.875,00 \$ 1.251,004	10538.85,00 \$ 1251.004	13-93-87500 \$ 1251004 12-88-8814-2	10538.85,00 \$ 1251004 1289.891,42	10538.85,00 \$ 1251.004	0.928.875,00 \$ 1.251,004	10 528 875,00 5 125,004 12,89,89,42	10938.875,00 \$ 1251,004	0.938.875,00 \$ 1251,00 12.888.891,42	11938.875,00 \$ 1.251,004 12.888.891,42	10.928.875,00 \$ 1251,004	0.938.85,00 5 125,00 1288.89,4	0.988500 \$ 125100 128889142	05885500 5 1251004 128880,Q	10 38 85,00 \$ 1.3:1004 12:89:891,42	1058 85,00 1251 004 1289 894 4
Irijejā dz Palinero Volune iņistab de Saluļa polinēria (bl.) Salnidade Orinsalnigh, Ikaci) Salnidade Orinsalnigh, Ikaci) Salnidade Orinsalnigh, Ikaci) Visosalade Concentrajā da Palinero (j. irijā Salinijania) (Polinisajā oradopolinero (Polinisajā oradopolinero)	7.188,35 23.942 <s0 -17.556,933,30<="" 0,180="" 3.447,41="" 5="" 5,30="" 856,652="" td=""><td>10 588.955,00 1251,004 30 45 594,99 30 45 594,99</td><td>10928.875,00 \$ 1255,004 12895.895,42 \$ 43,225,191,13</td><td>1038.85,00 \$ 125,004 \$ 1288.80,Q</td><td>05885500 5 1251004 12888942</td><td>058950 5 12504 1288942</td><td>10.588.875,00 \$ 1.251,004 12.888.801,42</td><td>00528.875,00 \$ 1251,004 12893.891,Q</td><td>10538.85,00 \$ 1.251.004 12.883.891,42</td><td>0.938.85,00 5 123.04 1288.80,42</td><td>10328.875,00 \$ 1.251,004</td><td>10538.85,00 \$ 1251.004</td><td>13-93-87500 \$ 1251004 12-88-8814-2</td><td>10538.85,00 \$ 1251004 1289.891,42</td><td>10538.85,00 \$ 1251.004</td><td>0.928.875,00 \$ 1.251,004</td><td>10 528 875,00 5 125,004 12,89,89,42</td><td>10938.875,00 \$ 1251,004</td><td>0.938.875,00 \$ 1251,00 12.888.891,42</td><td>11938.875,00 \$ 1.251,004 12.888.891,42</td><td>10.928.875,00 \$ 1251,004</td><td>0.938.85,00 5 125,00 1288.89,4</td><td>0.988500 \$ 125100 128889142</td><td>05885500 5 1251004 128880,Q</td><td>10 38 85,00 \$ 1.351004 12.8938142</td><td>1058 85,00 1251 004 1289 894 4</td></s0>	10 588.955,00 1251,004 30 45 594,99 30 45 594,99	10928.875,00 \$ 1255,004 12895.895,42 \$ 43,225,191,13	1038.85,00 \$ 125,004 \$ 1288.80,Q	05885500 5 1251004 12888942	058950 5 12504 1288942	10.588.875,00 \$ 1.251,004 12.888.801,42	00528.875,00 \$ 1251,004 12893.891,Q	10538.85,00 \$ 1.251.004 12.883.891,42	0.938.85,00 5 123.04 1288.80,42	10328.875,00 \$ 1.251,004	10538.85,00 \$ 1251.004	13-93-87500 \$ 1251004 12-88-8814-2	10538.85,00 \$ 1251004 1289.891,42	10538.85,00 \$ 1251.004	0.928.875,00 \$ 1.251,004	10 528 875,00 5 125,004 12,89,89,42	10938.875,00 \$ 1251,004	0.938.875,00 \$ 1251,00 12.888.891,42	11938.875,00 \$ 1.251,004 12.888.891,42	10.928.875,00 \$ 1251,004	0.938.85,00 5 125,00 1288.89,4	0.988500 \$ 125100 128889142	05885500 5 1251004 128880,Q	10 38 85,00 \$ 1.351004 12.8938142	1058 85,00 1251 004 1289 894 4

							bbl⇒m3					Volume A	Koumulado de Polimero													
Cenário	modelo BC		Objetivo	injeção	0,3 kg/m3.VP		0,158987314						Vp	Kg (produto puro)	Tempo (anos)		concentração (kg/m3)		bpd							
Tecnologia de produção de água	nsf			viscosidade	5,109		n3⇒bbl	Custo do Polín		4		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00	40	4760	1,00		29.942							
Fonte Energética	ternica			Concentração	1kg/m3		6,29981	Custo da Energia I		0,388			0,19	43.437.500,00	25	4,760	1,00	4.760,27	29.942,12							
Cido de Vida	25anos			inicio (ano)	0			Custo da Energia		0,25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d	88057,34	bpd	Custo do Barril de R	Petróleo (USS/bbl)	55																
Тетро	Projetado (dia)	Ang1	Ano2	Ano3	Ano4	Ano5	Ano6	Ano7	Ano8	Ano9	Arg10	Ano11	Aro12	Aro13	Ang14	Ano15	Ano16	Arg17	Ano18	Ano19	Ano20	Arg21	Ang22	Ano23	Ano24	Ano25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929
Eficiência de Produção(%)	15%																									
Volume Captado (bpd)	587.049	214272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.%61	214.272.861	214.272.861
(+)Produção adicional de Petróleo (tpd)		0,0	2.795,5	3.634,1	5.870,5	7.547,8	8.666,0	9.7841	10.483,0	10.762,6	11.042,1	11.321,7	11.461,4	11.461,4	11.461,4	12.300,1	12.300,1	12.160,3	11.601,2	10.208,5	7.128,5	5.790,7	4193,2	2.995,2	1.677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo			1.020.347	1336.451	2.142.729	2.754937	3163.076	3.571.214	3.826.301	3,928336	4.090.370	4.132.405	4183.423	4.183.423	4.183.423	4.489.527	4.489.527	4.438.509	4234.440	3.724.266	2,601,885	2091.711	1530520	1.071.364	612.208	306104
Percentual Adiconal na Produção			3,17%	4,13%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,86%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13,81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,51%	4,76%	3,33%	1,90%	0,95%
						-						,		-	-				., .	-	-			4	,	4
(+) Receita		\$ -	\$ 56.119.082,56	\$ 72,954,807,32	\$ 117.850.073,37 \$	151 521 522,90	\$ 173.969.155,92	\$ 196,416,788,94	\$ 210.44655958	\$ 216.058.467,84	\$ 221.670.376,09	\$ 227,282,284,35	\$ 230.088.238,48	5 230.088.238,48	5 230.088.238,48	\$ 246,923,963,24	5 246.923.963,24	\$ 244.118.009,12	\$ 232.894.192,61	5 204.834.651,33	\$ 143.108.660,52	\$ 115,044,119,24	5 84.178.623,83	\$ 58.925.036,68	33.671.449,53	16835.774,77
/ I manua																										
Tratamento da Água																										
CAPEX (USS/bod)	305																									
(-)CAPEX	\$ 179,049,924,67	R\$ 179.049.924,67																								
(Juru	y 1/3/040/324/07	10 1/30933590																								
Custo de Energia (kWh/bbl)	4005																									
(-ICusto Energia	\$ 916.79432	RS 334629.926.50	nt 234 (200 000 CO	nt 124 C30 00C C0	RS 334,629,926,50 R	ré 2011 (200 000 CO	nt macm mcm	nd 234 c30 mc c0	né malemane na	pć 224 620.026 CO	pć 234 C30 PDC C0	nć 204 C20 02C C0	nt 22 x 620 000 00	né na conmocon	nt machinero	RS 334.629.926.50	né maconosco	RS 334,629,926,50	nd now con mic on	00 224 C20 02C C0	nć 224 620 026 E0	nd now common	nd 224 C20 02C C0	RS 334,629,926,50	nt machanica	ć 234 C30 03C 50
() Custo Liciga	3 300.734,34	10 33400.300,00	10 35-16336(30	10 334163.360,30	10 3548532434 11	Q 334,063,780,30	10 334103.30,30	10 351633630	10 3548232830	ių saucisiaisi	10 35485330,00	10 33482332430	ių sakiesaejai	10 351633630	ny an-restague	10 33406336630	19 354033000	10 35/8232838	10 351033000	10 35483380,00	10 3542324,30	10 334803898	10 3348533838	ių JAND.XIJI	Q 334,0E3,3E0,3U	J. J.F. 1823.281, 10
Custos e despesas fixas (USS/bb/l																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEN(US\$ bbl)	0009																									
urcijuojiuij	4013																									
(-) OPEX tratamento de água	11.153.93	4071.184.35	4,071,184,35	4071.184.35	4,071,184,35	407118435	4071.184.35	4.071.184.35	4,071,184,35	4.071.184.35	4.071.184.35	4,071,184,35	4071.184.35	4.071.184.35	4071.18435	4,071,184,35	4,071,384,35	4,071,184,35	4.071.184.35	4.071.184.35	4,071,184,35	4.071.184.35	4,071,184,35	4.071.184.35	4.071.184.35	4,071,184,35
(-) UPEA tratamento de agua	11.155,35	41/1.39,33	4/0/1184,50	41//1.094,00	4/0/1.184,33	4,0/1184,30	41//1.354,50	4.0/1.054,33	411/119430	4.0/1.184,35	41/1394,33	4,0/1.184,55	40/1.184,33	4.0/1.094,00	4101.18430	4.0/1184,55	4.0/1.094,55	4,0/1.184,50	4.0/1.394,50	4.0/1.09,33	4/1/1184,30	4.071.09,30	41/1104,50	4,071,104,33	4.0/1.09,55	401.110.0
12.2.1.87					-																					
Injeção do Polímero																										
101-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1	20.000	10.000 000 00	10.000.077.00	40.000.000.00	10,000,007,00	40,000,000 00	10.000 (*** ***	40 mg g~ m	10.000.077.00	40,000,077,00	43.033.07 00	10,000,007.00	10,000,000 00	43,033,077.00	10.000.000.00	40.000.07 00	40,000,007.00	10.928.875.00	10.000.007.00	41 M107 M	40,000,077.00	10,000,007.55	40.000.07 m	10.000.007.00	40 M00 07F 00	40.000.07T.00
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10928.875,00	10.928.875,00	10,928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	שוגלוממצונו	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00
Salinidade Original(mg/LNaO)	-50				 																					
Salinidade Otimizada(mg/L NaOl)	<50				\vdash																				-	
Viscosidade	5,10																									
Concentração do Polímero Ng/m3(Original)																										
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,180				\vdash		 																			
Quantidad Injetada (kg)	856,852																									
(-) Otimização custo polímero	\$ 3,427,41																									
(-) OPEX Polímero	\$ 3.427,41	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004 \$	1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1,251,004	1.251.004	1251.004
					L		l																			
(-)Custo	179.981.300,32	519.002.039,36	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	389.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70	339.952.114,70
(=) Lucro Operacional	\$ -179.981.300,32	\$ -519.002.039,36	\$ -283.833.032,14	\$ -266.997.307,37	\$ -222.102.041,33 \$	-188.430.591,80	\$ -165.982.958,77	\$ -143.535.325,75	\$ -129505.555,11	\$ -123.893.646,86	\$ -118.281.738,60	\$ -112.669.830,35	\$ -109.863.876,22	\$ -109.863.876,22	-109.863.876,22	\$ -93.028.151,45	\$ -93.028.151,45	\$ -95.834.105,58	\$ -107.057.922,09	\$ -135.117.463,37	\$ -196848.454,18	\$ -224.907.995,46	\$ -255,773,490,86	\$ -281.027.078,01	306.280.665,16	-323.116.389,93
VPL	\$ -1.718.133.894,17	taxa de atratividade	12%																							
TR	negativo																									

Fluxo de caixa do caso MSF, eólico.

									-										-							
			***		441 / 415							Volume	Acumulado de Polímero													
Cenário	modelo BC		Objetivo	injeção	0,3 kg/m3.VP								Vp	Kg (produto puro)	Tempo (anos)	V .		Vazao (m3/d)	bpd							
Tecnologia de produção de água	msf			viscosidade	5,1cP			Custo do Palín		4		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00	40	4.760		4.760,27	29.942							
Fonte Energática	edica			Concentração	1kg/m3			Custo da Energia I		0,388			0,19	43.437.500,00	15	4760	1,00	4.760,27	29.942,12							
Cido de Vida	ZSanos			inido (ano)	0			Custo da Energia		0,25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d	88057,34	bpd	Custo do Bamil de P	Petróleo (US\$/bbl)	55																
Tempo	Projetado (dia)	Ano1	Aro2	Ano3	Ang4	Ano5	Ano6	Ano7	And8	Ans9	Ano10	Ano11	Ang12	Aro13	Ano14	Ano15	Aro16	Ano17	Aro18	Ano19	Ano20	Ano21	Ang22	Aro23	Ang24	Ano25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929
Eficiência de Produção(%)	15%																									
Volume Captado (bpd)	587.049	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214,272,861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214.272.861	214272.861	214.272.861	214.272.861
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)		0,0	2.795,5	36341	5.870,5	7.547,8	8.666,0	9.784,1	10.483,0	10.762,6	11.042,1	11.321,7	11.461,4	11.461,4	11.461,4	12300,1	12300,1	12.160,3	11.601,2	10.203,5	7.128,5	5.730,7	4.193,2	2.935,2	1.677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo			1.020.347	1.326.451	2142.729	2.754.937	3.163.076	3.571.214	3.826.301	3.928336	4.030.370	4.132.405	4183.423	4.183.423	4.183.423	4.489.527	4.489.527	4.438.509	4234.440	3.724.266	2601885	2091.711	1530520	1071.364	612.208	306.104
Percentual Adiconal na Produção			3,17%	413%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,86%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13,81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,51%	4,76%	3,33%	1,90%	0,95%
(+) Receita		\$ -	\$ 56.119.082,56	\$ 72,954,807,32	\$ 117.850.073,37	\$ 151.521.522.90	\$ 173,969,155,92	\$ 196,416,788,94	\$ 210.446.559,58	\$ 216.058.467,84	\$ 221.670.376,09	\$ 227.282.284,35	\$ 230,088,238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 246,923,963,24	\$ 246.923.963.24	\$ 244.118.009,12	232.894.192,61	5 204.834.651,33	\$ 143.103.660,52	\$ 115,044,119,24	\$ 84.178.623,83	\$ 58,925,036,68	\$ 33.671.449,53	\$ 16.835.724,77
11																		,-								
Tratamento da Água																										
CAPEX (USS/bod)	305																									
(-)CAPEK	***	R\$ 179.049.924,67																								
()or or	y 113010301/0	ny manadayan																								
Custo de Energia (kWh/bbl)	4.025																									
(- Custo Energia (Aminjator)	, , ,	00 140 011 000 00	00 140 011 000 00	né ne enneces	nt 140 041 000 nc	né ne ennecen	nć 145 611 ngc ng	00 21C C12 0CC 0C	né necentos	né ne connec ne	nć 145 613 666 65	nt 145 641 066 05	nt 145 541 055 05	00 145 011 000 00	00 NC 011000 00	of the chance of	nt 145 641 ncc nt	RS 215.612.066.05	ć 145 C11 NCC NC	né pre en nec ne	nt 145 (41 nc) nt	00 140 011 000 00	nd 145 C11 ACC AC	nt 145 C41 ACCAS	nd the extraction	RS 215.612.066.05
Constitution	3 330.121,33	ny zastanija	10 213.02.00030	id thereading	10 213/02/00000	19 23/82/8980	ny zavazouju	io zisuizuuju	ng zunuzungu	io zimizeedin	ng zasazaaga	ny zastazanyo	19 2331230003	ny zavazanya	ny zavazanja	ny zmazanijo	io ziserzonón	10 213112000,03	Q 213012000,W	12 2130120000	ny zasiazanya	ny zasiazionjo	ny zanazanja	id stringendin	12 2238230030	10 213012000,00
Custos e despesas fixas (USS/bbl)																										
Custos e despesas variáveis (USS/bbl)																										
Custo unitários total (USS/bbl)																										
OPENUS\$(bbl)	0.019																									
uro(us)uu)	U)U13																									
(-) OPEX tratamento de água	11.153.93	407118435	4,071,184,35	4,071,184,35	4,071,184,35	4,071,184,35	4,071,184,35	4.071.184.35	4,071,184,35	4,071,184,35	4,071,184,35	4,071,184,35	4071.184.35	4,071,184,35	4.071.184.35	4,071,184,35	4,071,184,35	4,071,184,35	4.071.184.35	4,071,184,35	4071184.35	4,071,184,35	4,071,184,35	4.071.18435	4071.18435	4071.184.35
(-)UPEX DALAMENTO DE AGUA	11.105/35	41/11/9/30	4.071.094,50	4,0/1184,55	41/1.194,33	4.071.094,50	4/1/1184,50	4,0/1,104,30	4.0/1.184,33	4,0/1184,30	41//1.194,33	4.0/1.094,50	40/1104,50	40/1.04,30	4,0/1.184,30	41/11/94,53	41/11/9,0	4/0/1184,50	4.0/1.184,33	4.0/1.094,55	40/199,0	4,0/1,254,30	40/1.18435	4.0/1.09,33	411/1.184,50	40/11/04,55
11.5.15.5																										
Injeção do Polímero																										
NATIONAL LINES CHARLES AND	20.000	10.928.875.00	10.928.875.00	40,000,000,000	43.030.077.00	40 000 000 00	10.000.077.00	40,000,077 M	10,000,075.50	100000775	40.000 FT M	40.000.075.00	40.000.077.00	10,000,007 00	40,000,077,00	43.032.07.44	40.002.07 M	10.000.07 **	40.000.007 M	40,000,007.00	4000007 00	40.000.007 AV	10.030.075.00	40,000,007.00	10,000,007.00	10,000,007 00
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	113/84/5/10	III,508.0XL	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00
Salinidade Original (mg/L NaCl)	4CD																							-		
Salinidade Otimizada(mg/L NaCl)	(9)																									
Viscosidade	5,10																									
Concentração do Polímero Xg/m3(Original)	A-00																									
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,190																									
Quantidad Injetada (kg)	856,852			-																						
(-) Otimização custo polímero	\$ 3,427,41						A 480-00-						A 49													
(-) OPEX Polimero	\$ 3,47,41	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1251.004	\$ 1251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1,251,004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004
(-)Custo	179 655.223,99	399.984.178,91	220.934.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.994.254,24	220.934.254,24	220,934,254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.994.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220,934,254,24	220.934.254,24	220.934.254,24	220.934.254,24
(=) Lucro Operacional	\$ -179.655.223,99	\$ -399.984.178,91	\$ -164.815.171,68	\$ -147,979,446,92	\$ -103.084.180,87	\$ -69.412.731,34	\$ -46.965.098,32	\$ -24.517.465,29	\$ -10.487.694,66	\$ -4.875.786,40	\$ 736.121,86	\$ 6.348.030,11	\$ 9.153.984,24	\$ 9.153.984,24	\$ 9.153.984,24	\$ 25.989.709,01	\$ 25.989.709,01	\$ 23.183.754,88	11.959.938,37	\$ -16.099.602,91	\$ -77.830.593,72	\$ -105.890.135,00	\$ -136.755.630,41	\$ -162,009,217,56	\$ -187.262.804,71	\$ -204.098.529,47
VPL	\$ -784,660.257,79	taxa de atratividade	12%																							
TR	negativo																									

Fluxo de caixa do caso MED, térmico.

	1	1		1		1	- 1	1		, ,		W	taman kalanda da d	utani.		1		-	-			, ,	1	1	1	
Cenário	modelo BC		Obietivo	injeção	0,3 kg/m3.VP							Volume	Acumulado de Polímero I Vo	Injetado Kalorodutopurol	Tempo (anos)	Jefandstags-1/J	concentração (kg/m3)	Vazao (m3/d)	bod							
			Uojeavo					6 1 1 2 5	turit 1				-7	V4 1 1	Tempo (anos)	V	concentração (kg/m3)		4.							
Tecnologia de produção de água	med			viscosidade	5,109			Custo do Polím Custo da Energia D		4 0.388		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00 43.437.500.00	40	4760 4760	1,00	4760,27 4760,27	29.942 29.942.12							
Fonte Energática	termica 25 anos			Concentração	1 kg/m3					0,388 0,25				43.437.500,00 232.000.000.00	۵	4/60	1,00	4./60,2/	25,942,12							
Cido de Vida	258105			inicio (ano) vazão de iniecão	14000 m3/d	88057.34	bod	Custo da Energia E Custo do Barril de P		425 55			1Vp	2521001000,00												
				vazao de injeção	14000 115/0	88001,39	tķū	UJSJO DO BATTIL DE P	ennien(n95)toi)	33																
Tempo	Proietado (dia)	Ano1	Ano2	Ano3	Ano4	Aro5	Aro6	Aro7	Ano8	Ano9	Ano10	Ano11	Ano12	Ano13	Ano14	Ano15	Ano16	Ano17	Ano18	Ano19	Ang20	Ano21	Ano 22	Arro23	Ang24	Ano25
rempo	MOTE (GIS)	ATQ1	ATIQL	ATO	A104	ATUS	AIUb	AID/	ATUB	AIUS	ATOJU	ATQ11	ATQLE	A1015	A1014	AIUD	A1010	ATQL/	ATIO18	ANDE	ATOZU	ANDZI	ATOLL	ATU25	ATQUS	ANUZO
Volume Inietadolbóli	88,057	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929
Eficiência de Produção (%)	67%	32,141,323	36,190363	16,140,30	12.140.327	36,9430	32.140.323	36140303	36,140,323	30.190303	36,196363	16,190,30	3.191.33	36,198,363	32.191.323	16,141,307	36,190,363	36,9430	16,9430	32.140.323	32.19.323	3619030	X.8033	3619030	32,94333	30.140.303
Volume Captado(bod)	131.49	47.971.536	47.971536	47,971,536	47,971,536	47.971536	47.971.536	47.971.536	47.971.536	47.971.536	47.971.536	47,971,536	9.971.536	47.971.536	47.971.536	47.971536	47.971.536	47,971536	47.971.536	47,971,536	47,971,536	47,971,536	4.971536	47,971,536	47.971.536	47.971.536
vurune capitaur(upu)	131.90	913/1300	47.371330	4/.3/1.330	47.37L300	47.371.330	47.371.300	47.371.330	4/3/1200	4/.3/1.300	4/.3/1.330	47.371.330	4/3/1300	4/.3/L330	47.371.330	47.37.1.330	4/.3/1.200	47.371.330	47.371.330	4/.3/L.300	47.371.330	47.3712330	47.311.330	47.371.330	47,371,330	47.371.330
(+)Produção adicional de Petróleo (bod)		0.0	2.795,5	3.634,1	5.870,5	7.547,8	8.666,0	9.784,1	10.483,0	10.762,6	11042,1	11.321,7	114614	11.461,4	11.461,4	12.300,1	12.300,1	12.160,3	11.601,2	10.203,5	7.128,5	5.730,7	4193,2	2.935,2	1677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo		uju	1,020347	1326.451	2142.729	2754937	3.163.076	3.571.214	382630	3,928,336	4030.370	4.132.405	4.183.423	4183.423	4.183.423	4.489.527	4.485.527	4.438.509	4234.440		2.601.885		1,50,50		612.208	306.104
Percentual Adiconal na Producão			317%	4.1%	68%	8.5%	9.84%	11.11%	11.90%	12.22%	12.54%	12.86%	13.02%	13.02%	13.00%	13.97%	13.9%	138%	13.17%	1159%	810%	6.51%	4.76%	3.3%	190%	0.95%
retellus Autura la rivuuças			21/10	7,130	gar.e	0,37,0	3,040	11,110	11,30.0	12,22.0	14,740	12,00/0	13000	13/8/1	цуил	13,37/0	13,31.0	13010	13,178	11,07/0	Ø10/a	Ujuse	5,10,0	3,334	1,200	4,33/0
(+) Receita			\$ 56.119.082.56	\$ 72,954,807,32	\$ 117,850,073,37	\$ 151.521.522.90	\$ 173,969,155,92	\$ 196,416,788,94	\$ 210.446.559.58	\$ 216,058,467,84	\$ 221,670,376,09	\$ 227.282.284.35	5 230.088.238.48	5 230.088.238.48	\$ 230.068.238.48	\$ 246.923.963.24	5 246,923,963,24	5 244.118.009.12	\$ 232.894.192.61	\$ 204.894.651.33	\$ 143,103,660,52	\$ 115,044,119,24	\$ 84.178.623.83	\$ 58.925,096,68	\$ 33,671,449,53	5 16.835.724.77
(-) 1000		,	7 30.113.000,30	y 12351001j32	7 111:00013/31	y DESERTED	y namina	y 2001000007	y 12011033330	7 22/00/10/21	y ELLINGSHIPS	y 20.0020733	y 2000020040	y 200002340	y 23000020090	7 240,223,0024	7 200,000,000,00	y 211.110000,12	y cocomocyc	y amenasys	y 2010000ja	y monmon	y ontrocesso	7 30.32300900	y 33612110 ₃ 33	2 20020-125/11
Tratamento da Água																										
CAPEX (USS/bod)	280																									
(-)CAPEX		RS 36.800.082,39																								
(Jonas	7 2000000,22	·																								
Custo de Energia (kWh/bbl)	16																									
(-)Custo Energia	\$ 81,591,04	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	R\$ 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.790.779.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	8\$ 2978077953	RS 29.780.779.53	RS 29.780.729.53	RS 29 780 779 53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53	RS 29.780.729.53
(Januarya	y 41333g41	iy Enemelya	- Linearing	iy caramaja	ny Emantage	ny Exmanegar	ny Lineaugus	iy Estatings	ny Euroanaja	ily consentigat	ny Lorantopo	ny tarantaja	- Comment	ny Commençati	ny consensor	ny Estatricia	ny Crantys	ny Euromitage	ny Establish	ny Economicajea	ny Enterior	ny Estatroja	ny Ennountages	iy Enwireja	ny Eurosi Egoz	iy Disarbju
Custos e despesas fixas (US\$/bbl)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEX(US\$/bbl)	0,019																									
10000																										
(- IOPEX tratamento de água	2,497,15	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459.18	911.459,18	911.459.18	911.459,18	911.459,18	911.459,18
Injeção do Polímero																										
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10.928.875,00	10928875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.938.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00
Salinidade Original(mg/LNaCl)																										
Salinidade Otimizada(mg/L NaCl)	<50																									
Viscosidade	5,10																									
Concentração do Polímero Kg/m3(Original)																										
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,180																									
Quantidad Injetada (kg)	856,852																									
(-) Otimização custo polímero	\$ 3,427,41																									
(-) OPEX Polimero	\$ 3,427,41	\$ 1251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1,251,004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1,251,004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251,004	1251.004
(-) Custo	36.887.597,98	68.743.274,94	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31.943.192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31.943.192,55	31943.192,55	31,943,192,55	31.943.192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31,943,192,55	31.943.192,55
(=) Lucro Operacional	\$ -36.887.597,98	\$ -68.743.274,94	\$ 24.175.890,00	\$ 41.011.614,77	\$ 85.906.880,81	\$ 119.578.330,35	\$ 142,025,963,37	\$ 164,473,596,39	\$ 178.503.367,03	\$ 184.115.275,28	\$ 189.727.188,54	\$ 195.339.091,80	\$ 198,145,045,92	\$ 198,145,045,92	\$ 198.145.045,92	\$ 214.980.770,69	\$ 214.980.770,69	\$ 212.174.816,56	\$ 200.951,000,05	\$ 172.891.458,77	\$ 111.160.467,96	\$ 83.100.926,68	\$ 52235.431,28	\$ 26.981.844,13	\$ 1,728,256,98	-15.107.467,79
VPL	\$ 824.631.717,69	taxa de atratividade	12%																							
TR	82%				I					ı T					I											

Fluxo de caixa do caso MED, eólico.

												Volume	Acumulado de Polímero	,												
Cenário	modelo BC		Objetivo	injeção	0,3 kg/m3.VP								Vp	Kg (produto puro)	Tempo (anos)	kg/produto.puro)/d co		Vazao (m3/d)	bpd							
Tecnologia de produção de água	med			viscosidade	\$1¢			Custo do Polín		4		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00	40	4.760	1,00	4.760,27								
Fonte Energática	eolico			Concentração	1kg/m3			Custo da Energia		0,388			0,19	43.437.500,00	Ъ	4.760	1,00	4.760,27	29.942,12							
Cido de vida	25 anos			inicio (ano)	0			Custo da Erergia		0,25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d	88057,34	bpd	Custo do Barril de I	Petráleo (US\$/bbl)	55																
Tempo	Projetado (dia)	Ano1	Ang2	Ano3	Ano4	Ano5	Ano6	Ang7	Ano8	Ans9	Ang10	Ano11	Ang12	Anol3	Ang14	Ano15	Aro16	Angl7	Ano18	Ano19	Ana20	Ang21	Ano.22	Ano23	Ano24	Ano25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929
Eficiência de Produção(%)	6%																									
Volume Captado(bpd)	131.429	47.971.536	47.971536	47.971.536	47.971536	47.971.536	47.971.536	47,971,536	47.971.536	47.971.536	47.971536	47.971.536	47.971536	47.971.536	47.971.536	47.971536	47.971.536	47.971.536	47.971536	47.971.536	47.971.536	47.971.536	47.971536	47.971.536	47.971536	47.971.536
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)	-	00	2.795,5	3.694,1	5.870,5	7.547,8	8.666,0	9.784,1	10.483,0	10.762,6	11042,1	11321,7	11461,4	11.461,4	11.451,4	12300,1	12.300,1	12.160,3	11.601,2	10.203,5	7.128,5	5.730,7	4.193,2	2,935,2	1677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo			1,020,347	1326.451	2.142.729	2754.987	3.163.076	3571214	3.826.301	3.928.336	4.090.370	4.132.405	4.183.423	4.183.423	418.423	4.489.527	4.489.527	4.438.509	4234.440	3.724.266	2,601,885	2091.711	1.590520	1.071.364	612.208	306.104
Percentual Adiconal na Produção			3,17%	4,13%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,88%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13,81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,51%	4,76%	3,33%	1,90%	0,95%
(+) Receita		\$ -	\$ 56.119.082,56	\$ 72.954.807,32	\$ 117,850,073,37	\$ 151.521.522,90	\$ 173.969.155,92	\$ 196,416,788,94	\$ 210446.559,58	\$ 216,058,467,84	\$ 221.670.376,09	\$ 227.282.284,35	\$ 230,088,238,48	\$ 230,088,238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 246,923,963,24 \$	246.923.963,24	\$ 244.118.009,12	\$ 232.894.192,61	\$ 204.834.651,33	\$ 143.103.660,52	\$ 115,044,119,24	\$ 84.178.623,83	\$ 58.925.036,68	\$ 33.671.449,53	\$ 16.835.724,77
Tratamento da Água																										
CAPEX (LS\$/bpd)	280																									
(-)CAPEX	\$ 36.800.082,39	R\$ 36.800.082,39																								
Custo de Energia (kWh/bbl)	1,6																									
(-) Custo Energia	\$ 52571,55	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614.39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39 R\$	19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39	R\$ 19.188.614,39
Custos e despesas fixas (USS/bbl)																										
Custos e despesas variáneis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEX(US\$/bbl)	0,019																									
(-)OPEX tratamento de água	2,497,15	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18	911.459,18
Injeção do Polímero																										
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00
Salinidade Original(mg/LNaCl)			,,,,	,.				,,,,				1,00			,				.,.		,.		-	-		
Salinidade Otimizada(mg/L NaCl)	<50																									
Viscosidade	5,10																									
Concentração do Polímero Kg/m3(Original)																										
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,180																									
Quantidad Injetada (kg)	856,852																									
(-) Otimização custo polímero	\$ 3,427,41																									
(-) OPEX Polimero	\$ 3,427,41	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1251.004	\$ 1,251,004	\$ 1251.004	\$ 1251.004	\$ 1251.004	\$ 1251004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004 \$	1.251.004	\$ 1,251,004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1,251,004	\$ 1251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	1.251.004
Harman																										
(-)Custo	36.858.578,49	58.151.159,80	21351077,41	21.351.077,41	21.351.077,41	21.351.077.41	21.351.077,41	21.351.077.41	21.351.077,41	21.351.077,41	21351,077.41	21.351.077,41	21.351.077,41	21.351.077,41	21.351.077,41	21.351.077.41	21.351.077.41	21.351.077,41	21351.077,41	21.351.077,41	21351.077,41	21.351.077,41	21.351.077.41	21.351.077,41	21.351.077.41	21.351.077,41
1 Jessey	January 10,10	2022220/00	Second 1/12	anamati (fil	2002007/172	Second 1/12	National I/TE	Laurent / Ta	Second /jTE	National I / Ta	kessen(II)TL	sewest//ti	Serward 1/12	Second 1/12	San	**************************************	name and 1772	**************************************	Emocent///Si	NAMES OF THE PARTY	Kanada (1) TK	Lazarett/E	Secure 11/12	THE PARTY AND ADDRESS OF THE PARTY AND ADDRESS	E2002017/12	Laurence / j la
(=) Lucro Operacional	5 -36.858.578.49	\$ -58.151.159,80	\$ 34.768.005,14	\$ 51,603,729,91	\$ 96,498,995,95	\$ 130,170,445,49	\$ 152,618,078,51	\$ 175,065,711,53	\$ 189.095.482,17	\$ 194,707,390,43	\$ 200.319.298,68	\$ 205.931.206,94	\$ 208.737.161,07	\$ 208.737.161,07	\$ 208.737.161,07	\$ 225.572.885,83 \$	225.572.885.83	\$ 222.766.931,70	\$ 211.543.115,19	\$ 183.483.573,92	\$ 121.752.583,10	\$ 93.693.041,83	\$ 62.827.546,42	\$ 37.573.959,27	\$ 12.320.372,12	\$ -4515.352,65
(7) 0000 0 0 000000	y 300031643	A 90.17.173(00)	y Arminist	y 31/803/E)31	y 20130233/33	A 1981/840/40	A Threamaight	y 1/3/003/11/JJ	y 203033786,27	A THEMSON A	y EMIJEA20/00	y 600-300379	A 2001.31.707/01	A 888131732/8	y 60.131.202Jil	A 1000000000000000000000000000000000000	ED-3/E003(03	y 646-190335/10	, em-2011/12	y 100-100/13/2	y 11175-300,00	, nm4101	y 00.001.790/90	y sisissiff	y 16,000,016,16	y 1010000
VPL	\$ 907.707.150.24	taxa de atratividade	12%																							
116	y 301.101.13(24	TANA OC ODDOTNOSEC	207												l											
TR	103%														l											
IIA	24076			l	1	l	l	I																		

Fluxo de caixa do caso MD, térmico.

																	,									
												Volume	Acumulado de Polímero	_												
Cenário	modelo BC		Objetivo	injeção	0,3 kg/m3.VP								Vp	Kg(produtopuro)	Tempo (anos)		concentração (kg/m3)	Vazao (m3/d)	bpd							
Tecnologia de produção de água	MD			viscosidade	5,109			Custo do Polím		4		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00	40	4.760		4.760,27	29.942							
Forte Energática	térmico			Concentração	1 kg/m3			Custo da Energia D		0,388			0,19	43.437.500,00	25	4.760	1,00	4.760,27	29.942,12							
				inido (ano)	0			Custo da Energia I		Q25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d	88057,34	bpd	Custo do Barril de F	Petróleo (US\$/bbl)	55																
Tempo	Projetado (dia)	Aro1	Ano2	Ano3	Ano4	Ano5	Ano6	Ano7	Ana8	Ano9	Ano10	Ano11	Ano12	Ano13	Ano14	Aro15	Ano16	Ano17	Ano18	Ano19	Ano20	Ano21	Ano 22	Ano23	Ano24	Ana25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32.140.929	32.140.925	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929
Eficiência de Produção (%)	78%																									
Volume Captado(bpd)	113.622	41.472.167	41.472.16	41472.167	41.472.167	41.472.167	41,472,167	41.472.167	41.472.167	41,472,167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41,472,167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)	-	0,0	2.795,5	3.694,1	5.870,5	7.547,8	8.666 _D	9.784,1	10.483,0	10.762,6	11042,1	11.321,7	11.461,4	11.461,4	11.461,4	12.300,1	12.300,1	12.160,3	11.601,2	10.203,5	7.128,5	5.730,7	4193,2	2.935,2	1,677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo			1,02034	1336.451	2,142,729	2.754.937	3.163.076	3.571.214	3826301	3,928,336	4030.370	4.132.405	4.183.423	4.183.423	4.183.423	4.489.527	4.489.527	4.438.509	4.234.440	3.724.266	2,601,885		1.530.520	1071364	612.208	306.104
Percentual Adiconal na Produção			3.17%	4.3%	6.67%	8,5%	9.84%	11,11%	11.90%	12,22%	12,54%	12.86%	13,02%	13.02%	13,02%	13,97%	13,97%	1381%	13.17%	11.59%	810%	6.51%	4,76%	3.33%	190%	0.95%
				1	1	4	-,							,	-,,			-,	2,2		4	-,	3.50	-	4	-,
(+) Receita		ς.	\$ 56.119.082,5	6 \$ 72.954.807,32	\$ 117.850.073,37	\$ 151.521.522,90	\$ 173,969,155,92	\$ 196.416.788,94	\$ 210.446.559,58	\$ 216.058.467,84	\$ 221.670.376,09	\$ 227.282.284,35	5 230.088.238,48	5 230.088.238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 246,923,963,24	\$ 246,923,963,24	\$ 244.118.009,12	\$ 232.894.192,61	\$ 204.894.651,33	\$ 143.103.660,52	\$ 115.044.119,24	\$ 84.178.623,83	\$ 58.925.036,68	\$ 33.671.449,53	\$ 16.835.724,77
1,1000								,								,					amontiple					
Tratamento da Água				 																						
CAPEX (US\$/bpd)	0.15			1																						
(-)CAPEX	\$ 17.043,36	R\$ 17.043,36						R\$ 17,043,36							R\$ 17.043,36							R\$ 17.043,36				
(-)UPB	\$ 17,045,30	IQ 1/.UA3,30						n) 1/J45,50							N) 17.045,50							r) 1/1/45,30				
A . LE . But All				<u> </u>																						
Custo de Energia (kNIh/bbl)			-4			~		~	-4		**		*				~	.,			**	~	*	*	*	**
(-)Custo Energia	\$ ·	i) -	15 ·	ış .	10 ·	K ·	K) -	K -	K .	15 -	K -	K) -	K -	i) -	K) -	15 -	15 ·	K -	ii, -	ľ.	K) -	lő .	lő .	Ю -	lō ·	i5 ·
a contract																										
Custos e despesas fixas (US\$/bbl)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEX(US\$/bbl)	0,06																									
(-)OPEX tratamento de água	6.817,34	2.488.329,99	2,488,329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2,488,329,99	2.488.329,99	2,488,329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2,488,329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2,488,329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99
Injeção do Polímero																										
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10.928.875,00	10,928,875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10,928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00
Salinidade Original(mg/LNaCl)																										
Salinidade Otimizada(mg/L NaCl)	<50																									
Viscosidade	5,10																									
Concentração do Polímero Kg/m3(Original)																										
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,190																									
Quantidad Injetada (kg)	856,852																									
(-) Otimização custo polímero	\$ 3,427,41																									
(-) OPEX Polimero	\$ 3.427,41	\$ 1251.004	\$ 1251.00	4 \$ 1,251,004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1,251,004	\$ 1,251,004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251,004	\$ 1251.004
(-) Custo	27.288,11	3.756.377,19	3,739,333,84	3,739,333,84	3.739.333,84	3,739,333,84	3.739.333,84	3.756.377,19	3,739,333,84	3.739.333,84	3,739,333,84	3,739,333,84	3.799333,84	3,739,333,84	3,756,377,19	3.739.333,84	3,739,333,84	3.739.333,84	3.739.333,84	3,739,333,84	3.739.333,84	3.756.377,19	3.739.333,84	3.739.333,84	3.739.333,84	3.739.333,84
11000	27.200321	anaed (pt)			2-2-2200	272020000	ereneujy7	araanja	212000	2-2-200	***********	er en entiger	2-22-22/01	2-2-20/07	20200112	***********	272020/01	**********	aranalyti.	aranauja.	***************************************	aranatt _j ta		aranaaya.	21202207	erecought.
(=) Lucro Operacional	\$ -27,288.11	\$ -3.756.377.19	\$ 52,379,748,7	2 \$ 69.215.473,49	\$ 114.110.739,53	\$ 147,782,189,06	\$ 170,229,822,09	\$ 192,660,411,75	\$ 206,707,225,75	\$ 212.319.134,00	\$ 217.931.042,26	\$ 223.542.950,51	\$ 226,348,904,64	\$ 226,348,904,64	\$ 226.331.861,29	\$ 243.184.629.41	\$ 248.184.629,41	\$ 240,378,675,28	\$ 229.154.858,77	\$ 201,095,317,49	\$ 139.364.326,68	\$ 111.287.742,05	\$ 80,439,290,00	\$ 55.185.702.85	\$ 29932.115.70	\$ 13,096,390,98
(-) taco opciación	y 4/400,11	21,116,001.0	y 36313/196/1	. v w.co.4/3/40	, nemeraha	y 241.10E.203/00	A 1101E100E/02	y 13E-990(*11)(3)	A EMINITEDIO	y 120,101,17900	y 617,331/46 ₃ 00	, moreoliji	y 100.70.705/05	y 100.703/01/01	, monedition	y 20.307402391	y (************************************	y 290,310,013,20	y LLXLFAUGH	y escension y	y 23,504,368,00	y 11140-746,00	y 00-3343000	y 30.300.700,03	A ENGETTIVE	y 13000-200 ₃ 23
VPL	¢ scgpons	taxa de atratividade	12.00	n																						
W.L.	y 30,323,10	und ut de de middle	12,00																							
	142%		-	 	 																					
TR.																										

Fluxo de caixa do caso MD, eólico.

		ı		г т	1	1	bbl=>m3	1				Val	Acumulado de Polimero I	eistada.					1	1						
ri.	modelo BC		Mire.	1.1.2.	0.21-1-210							voune	Acumulado de Polífiero Vo		Town (mark	lalanda a milit	annound belod	14-4-141	bod							
Cenário			Objetivo	irjeção	0,3 kg/m3.VP		0,158987314		turés 1	H . H			-7	Kg (produto puro)	Tempo (anos)	kg(produto puro)/d	7 10 1	Vazao (m3/d)								
Tecnologia de produção de água	MD			viscosidade	5,10		m3=>bbl	Custo do Polím		4		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00	4)	4.760		4.760,27	29.942							
Fonte Energática	eólica			Concentração	1 kg/m3		6,28981	Custo da Energia C		0,388			0,19	43.437.500,00	Z5	4760	1,00	4760,27	29.942,12							
Cido de Vida	7 anos			inicio (ano)	0			Custo da Energia I		Q25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d	88057,34	bpd	Custo do Bamil de P	etráleo (US\$/bbl)	55																
Tempo	Projetado (dia)	Ano1	Ang2	Ano3	Ano4	Aro5	Ano6	Ano7	Ano8	Ano9	Ano10	Ano11	Ano12	Ano13	Ano14	Ano15	Ano16	Ang17	Ano18	Ano19	Ang20	Ano21	Ano 22	Ano23	Ano24	Ana25
Volume Injetadolbbli	88.057	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929
Eficiência de Produção(%)	78%																									
Volume Captado(bpd)	113.622	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41,472,167	41.472.167	41,472,167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41,472,167	41.472.167	41,472,167	41.472.167	41.472.167	41,472,167	41.472.167	41,472,167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41.472.167	41,472,167	41.472.167
returns cayasseque	113,062	121/220	12/16/201	121/220	15116301	1211220	12.112.201	12112291	7277220	12.112.01	117/230	72.712.20	5,70,00	7277628	12/16/201	12/1/2/201	12.112.30	12.11.2.201	1211220	72716-201	12.112.001	121/229	12.11.2201	121/220	12/112/200	12.172.10
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)		00	2.795.5	3.641	5.870.5	7,547.8	8,666.0	9.784.1	10.483,0	10.762.6	11042,1	11.321.7	114614	11.461.4	11.461.4	12,300,1	12.300.1	12.160.3	11.601.2	10.203.5	7.1285	5.730.7	4193.2	2.95.2	1677,3	838.6
	<u> </u>	ųju		,				,			4030.370				,				,						_	
Volume adicional de Bamil de petróleo			1,020347	1336451	2142.729	2.754.937	3.18.0%	3571214	3826301	3,928,336		4.132.405	4.183.423	4183.423	4.183.423	4.489.527		4.438.509	4234.440	3.724.266	2.601.885		1.530.520		612.208	306.104
Percentual Adiconal na Produção	_		3,17%	4,13%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,86%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13,81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,51%	4,76%	3,33%	1,90%	0,95%
(+) Receita		\$ -	\$ 56.119.082,56	\$ 72.954.807,32	\$ 117.850.073,37	\$ 151.521.522,90	\$ 173.969.155,92	\$ 196.416.788,94	\$ 210.446.559,58	\$ 216.058.467,84	\$ 221.670.376,09	\$ 227.282.284,35	\$ 230.088.238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 246.923.963,24	\$ 246.923.963,24	\$ 244.118.009,12	\$ 232.894.192,61	\$ 204.894.651,33	\$ 143.103.660,52	\$ 115,044,119,24	\$ 84.178.623,83	\$ 58.925.036,68	\$ 33.671449,53	\$ 16835.724,77
Tratamento da Água																										
CAPEX (US\$/bpd)	0,15																									
(-)CAPEX	\$ 17.043,36	R\$ 17.043,36						R\$ 17,043,36							R\$ 17.043,36							R\$ 17.043,36				
Custo de Energia (kWh/bbl)																										
(-) Custo Energia	\$ -	RŞ -	R\$ -	R\$ -	K -	R\$ - 1	R\$ -	R\$ -	. 3	RS -	. 38	R\$ -	- \$B	K -	R\$ -	R\$ -	. 38	. 38	K -	RŞ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	K .	. 9	R\$ -
Custos e despesas fixas (US\$/bbl)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEXILISSIBALI	0.06																									
2-4,00,00																										
(-) OPEX tratamento de água	6.817,34	2,488,329,99	2,488,329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2,488,329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2,488,329,99	2,488,329,99	2.488.329,99	2,488,329,99	2.488.329,99	2,488,329,99	2.488.329,99	2.488.329,99	2.498.329,99	2,488,329,99	2.498.329,99	2.488.329,99	2.488.329,99
() or to countries of all a	9441,01	270030,00	270032033	2700,360,33	E-100-JEJJJ	2400,323,33	2100,323,77	E-1003EQJJ	2100300,00	2.400,00,00	270030)33	2700320,22	2.70002333	Entracija	E-1003EJJJ	240030,00	270032033	E-1000EG/J	210032533	2400,323,33	270030377	24003050	2,000,00	2780,303,00	240000000	2.100.30,33
Injecão do Polímero																										
iljeja uprolileti																										
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10.928.875.00	10928875.00	10928.875,00	10.928.875.00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875.00	10928.875,00	10.928.875.00	10.928.875.00	10928.875.00	10.928.875,00	10,928,875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875,00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875,00	10.928.875.00	10.928.875,00	10.928.875,00
	25.94	myayy'm	103499/2/00	103/8/8/7/10	III/C/8/8/LIE	10,578,885.01	ווולפינימינו	ווולעצישבחו	M'C/9787ATT	117/29/2011	103/68/6/5/00	M'C/979KINI	117/1976/7/10	1036845,00	1036845,00	III,c\8.68cm	117/2/97/2/11	מולטעשבווו	III,C\6,00CIE	III,CAS.BICIE	MYSPER	W,daacut	מולגועעמיה	m/qrwrit	10.348.8/5,00	M'sugasmi
Salinidade Original(mg/L NaCl)	,50																									
Salinidade Otimizada(mg/L NaCl)	<50																									
Viscosidade	5,10																									
Concentração do Polímero Kg/m3(Original)																										
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,180																									
Quantidad Injetada (kg)	856,852																									
(-) Otimização custo polímero	\$ 3,427,41																									
(-) OPEX Polimero	\$ 3.427,41	\$ 1251.004	\$ 1,251,004	\$ 1,251,004	\$ 1.251.004	\$ 1,251,004	\$ 1,251,004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1,251,004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251.004	\$ 1,251,004	\$ 1251.004	\$ 1.251.004	\$ 1251004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251.004	\$ 1.251004	\$ 1251.004
(-) Custo	27.288,11	3.756.377,19	3,739,333,84	3,739,333,84	3.739.333,84	3.739.333,84	3.739.333,84	3.756.377,19	3.739.333,84	3.739.333,84	3,739,333,84	3,739,333,84	3.7993333,84	3,739,333,84	3,756,377,19	3,739,333,84	3,739,333,84	3,739,333,84	3.739.333,84	3.739.333,84	3.739.333,84	3.756.377,19	3.739.333,84	3.739.333,84	3.739.333,84	3.739.333,84
(=) Lucro Operacional	\$ -27.288,11	\$ -3.756.377,19	\$ 52,379,748,72	\$ 69.215.473,49	\$ 114.110.739,53	\$ 147.782.189,06	\$ 170.229.822,09	\$ 192,660,411,75	\$ 206.707.225,75	\$ 212.319.134,00	\$ 217.931.042,26	\$ 228.542.950,51	\$ 226.348.904,64	\$ 226.348.904,64	\$ 226.331.861,29	\$ 243.184.629,41	\$ 248.184.629,41	\$ 240.378.675,28	\$ 229.154.858,77	\$ 201.095.317,49	\$ 139.364.326,68	\$ 111.287.742,05	\$ 80.439.290,00	\$ 55.185.702,85	\$ 29932115,70	\$ 13.096.390,98
VPL	\$ 1.078.667.729,77	taxa de atratividade	12%																							
		,																								
1R	1429%																									

Fluxo de caixa do caso RO, térmico.

														-					-			, ,				
												Volume	Acumulado de Polímero I													
Cenário	modelo BC		Objetivo	injeção	0,3 kg/m3.VP								Vp	Kg(produtopuro)	Tempo (anos)		concentração (kg/m3)	Vazao (m3/d)	bpd							
Tecnologia de produção de água	RO			viscosidade	5,109			Custo do Polím		4		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00	40	4.760		4,760,27	29.942							
Fonte Energática	ternica			Concentração	1 kg/m3			Custo da Energia C		0,388			0,19	43.437.500,00	25	4.760	1,00	4,760,27	29.942,12							
Ciclo de Vida	7 anos			inido (ano)	0			Custo da Energia I		Q25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d	88057,34	bpd	Custo do Barril de F	Petróleo (USS/bbl)	55																
Tempo	Projetado (dia)	Ano1	Ano2	Are3	Ano4	Ano5	Aro6	Ano7	Ana8	Ano9	Ano10	Ang11	Ano12	Ano13	Ano14	Ano15	Ano16	Ano17	Ang18	Ano19	Ano20	Ano21	Ano 22	Ano23	Ano24	Ang25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32.140.929	32.140929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929
Eficiência de Produção (%)	60%																									
Volume Captado(bpd)	146.762	53568205	53.568215	53568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)		0,0	2.795,5	3.634,1	5.870,5	7.547,8	8,666,0	9.784,1	10.483,0	10.762,6	11042,1	11.321,7	11.461,4	11.461,4	11.461,4	12.300,1	12.300,1	12.160,3	11.601,2	10.203,5	7.128,5	5.730,7	4.193,2	2.935,2	1,677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo			1,020,347	1326.451	2,142,729	2.754.937	3.163.076	3571214	3,826301	3.928.336	4030.370	4.132.405	4.183.423	4183.423	4.183.423	4.489.527	4.499.527	4.438.509	4.234.440	3.774.266	2.601.885	2091.711	1.50.520	1071364	612.208	306.104
Percentual Adiconal na Produção			3,17%	4,13%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,86%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13,81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,51%	4,76%	3,33%	1,90%	0,95%
(+) Receita		\$ -	\$ 56.119.082,56	5 \$ 72.954.807,32	\$ 117.850.073,37	\$ 151.521.522,90	\$ 173.969.155,92	\$ 196.416.788,94	\$ 210.446.559,58	\$ 216.058.467,84	\$ 221.670.376,09	\$ 227.282.284,35	\$ 230.088.238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 246.923.963,24	\$ 246.923.963,24	\$ 244.118.009,12	\$ 232.894.192,61	\$ 204.894.651,33	\$ 143.103.660,52	\$ 115,044,119,24	\$ 84.178.623,83	\$ 58.925.036,68	\$ 33,671,449,53	\$ 16835.724,77
,																										
Tratamento da Água																										
CAPEX (US\$ bpd)	210																									
(-)CAPEX	\$ 30.820.069,00	R\$ 30.820.069,00						R\$ 30.820.069,00							R\$ 30,820,069,00							R\$ 30.820.069,00				
Custo de Energia (kWh/bbl)	0,57																									
(-)Custo Energia	\$ 32,457,94	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47	RS 11847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11847.146,47	R\$ 11.847.146,47	R\$ 11.847.146,47
Custos e despesas finas (US\$/bbl)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEX(US\$/bbl)	0,08																									
(-)OPEX tratamento de água	11,740,98	4285.457,21	4.285.457,21	4285.457,21	4 285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4285.457,21	4.285.457,21	4285.457,21	4285.457,21	4.285.457,21	4285.457,21	4285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4285.457,21	4.285.457,21	4285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21
Injeção do Polímero																										
W1 - 12 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 -	20.00	40.000.007.00	40.000.007.00	40.000.000.00	43 500 507 50	40.000.000.00	40.000.000.00	40.000.000.00	40.000 PT M	41 001 007 41	40.000.007.00	40.000.000.00	43 503 507 43	40.000.007.00	40.000.000.00	43.000.007.00	43.533.537.53	40.000.000.00	43 500 577 50	40.000 (007.00	40.000.000.00	40.000.000.00	40 000 000 00	40.000.000.00	40.000.007.00	40.000.000.00
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10.928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10,928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00
Salinidade Original(mg/LNaCl)				-																						
Salinidade Otimizada(mg/L NaCl)	aprox 100			-																						
Visosidade	5,10			-																						
Concentração do Polímero Kg/m3(Driginal)	,			-	-																					
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,240			-	1																					
Quantidad Injetada (kg)	1.142,469			-	-																					
(-) Otimização custo polímero	\$ 4569,88																									
(-) OPEX Polimero	\$ 4,569,88	\$ 1,668,005	\$ 1.668.005	\$ 1,668.005	\$ 1,668,005	\$ 1668.005	\$ 1,668,005	\$ 1,668,005	\$ 1668,005	\$ 1,668,005	\$ 1,668,005	\$ 1,668.005	\$ 1,668,005	\$ 1.668.005	\$ 1668.005	\$ 1,668,005	\$ 1668.005	\$ 1.668.005	\$ 1668.005	\$ 1.668.005	\$ 1,668,005	\$ 1,668.005	\$ 1,668,005	\$ 1,668,005	\$ 1,668,005	1668.005
De a	M MA M	10.000.000.00	47.000.000	43.000.000.00		47.000.000.00	a.m.m	AD COD COT OF	43.000.000.00		43.000.000.00	43.000.000.00	A.M. (****	43.000.000.00	10.000.000.00			47.000.000.00	******	#3.600 (P****	27.000 (*** **	an con con	17.000.000.00	47000 000 00	47.000.000.00	47.000.000.00
(-) Custo	30.868.837,79	48.620.677,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	48.620.677,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	48.620.677,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	48.620.677,90	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80	17.800.608,80
13: • • •																										
(=) Lucro Operacional	\$ -30.868.837,79	\$ -48620.677,80	\$ 38.318.473,76	\$ 55.154.198,52	\$ 100.049.464,57	\$ 133,720,914,10	\$ 156.168.547,12	\$ 147.796.111,14	\$ 192,645,950,78	\$ 198.257.859,04	\$ 203.869.767,29	\$ 209.481.675,55	\$ 212.287.629,68	\$ 212.287.629,68	\$ 181.467.560,68	\$ 229.123.354,44	\$ 229.123.354,44	\$ 226.317.400,32	\$ 215.093.583,81	\$ 187.084.042,53	\$ 125.303.051,72	\$ 66.423.441,44	\$ 66.378.015,03	\$ 41.124.427,88	\$ 15,870,840,73	-964.884,CB
			***	-	-																					
VPL	\$ 917.792.742,76	taxa de atratividade	12%	-	-																					
				-	-																					
1R	122%																									

	1	ı					, ,					u	Lauralida (1801)				ı		ı					Г		
												Volume A	Acumulado de Políme													
Cenário	modelo BC		Objetivo	injeção	0,3 kg/m3.VP								Vp	Kg (produto puro)	Tempo (aros)	kg(produto puro)/d	concentração (kg/m3)	Vazao (m3/d)	bpd							
*				200200				Auto In Bullion	(1981 -)		Walter to N		0.00	** *** ***		1700	400	4700.07	20.010							
Tecnologia de produção de água	RO			viscosidade	5,1cP		m3⇒bbl	Custo do Polir		4	Modelo de Bi	ida de Lampos	0,30	69.500.000,00	40	4.760	1,00		29.942							
Fonte Energática	eólica			Concentração	1kg/m3		6,28981	Custo da Energia l		0,388			0,19	43.437.500,00	25	4.760	1,00	4.760,27	29.942,12							
cido de vida	7 anos			inicio (ano)	0			Custo da Energia I		0,25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d		bpd	Custo do Bamil de P	Petróleo (US\$/bbl)	55																
Тетро	Projetado (dia)	Ano1	Ano2	Ano3	Aro4	Ano5	Ano6	Ano7	Ano8	Ano9	Aro10	Ano11	Ano12	Anot3	Ano14	Ano 15	Ano 16	Aro17	Ano18	Ano19	Ano20	Ano21	Aro22	Aro23	Ano24	Ano25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929
Eficiência de Produção (%)	60%																									
Volume Captado(bpd)	146,762	53,568,215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53,568,215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53,568,215	53.568.215	53.568.215	53,568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53,568,215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215	53.568.215
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)		0,0	2.795,5	3,634,1	5.870,5	7.547,8	8.666,0	9.784,1	10.483.0	10.762,6	11.042.1	113217	11.461.4	11.461.4	11461.4	12,300.1	12.300.1	2.60,3	11.601.2	10.203,5	7.128,5	5730.7	4.193.2	2,935,2	1677.3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo			1020.347	1326.451	2.142.729	2.754.937	3.163.076	3.571214	3.826.301	3,928,336	4,030,370	4.132.405	4.183.423	4.83.423	4.183.423	4,489,527	4.489.527	4.438.509	4.234.440	3.724.266	2.601885	2.091711	1530.520	1071364	612.208	306.104
Percentual Adiconal na Produção	-		3,17%	4,13%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,86%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13.81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,5%	4,76%	3,33%	190%	0,95%
r atestia kutula lariuulja			3,178	4,1376	0,0176	0,715,0	3,0476	11,1100	IL(3U/b	12,2230	12,0478	12,00%	13,0276	13,0276	10,0276	0/15,61	מוד,נו	13,0110	13,173	11,3876	0,036	0,313	4,07,0	מינהנ	(JUN	0,53,0
(d Davids			6 CC 440 000 CC	£ 70.054.007.00	£ 467.000.079.07	e ara ma mo no	6 420 000 455 00	0. 400 440 700 04	ton us m m	6040 0E0 4070 4	£ 204630 235 00	£207200 00 4 0F	6 000 000 000 40	6 220 000 220 40	6 000 000 000 40	6 010 000 000 01	P 040 000 000 04	0.044.40.000.40	£222 004 402 C4	000100100100	0.442 402 000 m	e acontanon	f 04 (70 con 00	6 to 001 001 0	£ 22 £24.440 £2	0 40 00 0 77
(+) Receta		\$ -	\$ 00,183,062,50	\$ 12.304.0U7,52	₽ IV.03UU/3,3/	a 101.021.022,90	a 1/3,909,003,92	a 190.410.706,94	az W.440.009,08	az 10.U00.40 / j64	a 22 lb/u.3/b,09	\$441.404.404,35	\$23UJU00238,48	\$23U.U00.238,48	\$ 23UU00.236,48	\$ 240,323,303,24	\$ 246.923.963,24	ş 244.10.009,12	\$434.094.02,b1	920903900133	a H3.U3.00U,52	a 10,044.18,24	a 04.110.025,83	a 36,920,U36,08	a 33.07 1449,55	a 0.000.124,11
Tratamento da Água																										
CAPEX (US\$)bpd)	210																									
(-)CAPEX	\$30,820,069,00	R\$ 30.820.069,00						R\$30.820.069,00							R\$30.820.069,00							R\$30.820.069,00				
Custo de Energia (kWh/bbl)	0,57																									
(-)Custo Energia	\$ 20.913,62	R\$ 7.633.470,66	R\$7.633.470,66	R\$7.633.470,66	R\$7.633.470,66	R\$7.633.470,66	R\$ 7,633,470,66	R\$ 7.633.470,66	R\$7.633.470,66	R\$7.633.470,66	R\$ 7.633.470,66	R\$ 7.633.470,66	R\$ 7.633.470,66	R\$ 7.633.470,66	R\$ 7.633.470,66	R\$ 7,633,470,66	R\$ 7,633,470,66	R\$7,633,470,66	R\$7.633.470,66	R\$ 7.633.470,66	R\$7.633.470,66	R\$ 7,633,470,66	R\$7.633.470,66	R\$7.633.470,66	R\$7,633,470,66	R\$7.633.470,66
Custos e despesas fixas (US\$/bbl)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEX(US\$/bbl)	80,0																									
(-)OPEX tratamento de áqua	11,740,98	4.285.457,21	4.285.457.21	4.285.457.21	4.285.457,21	4.285.457,21	4285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457,21	4285.457,21	4.285.457.21	4.285.457,21	4.285.457,21	4.285.457.21
()*************************************																										
Injeção do Polimero																										
njegos ao i annone			1																							
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875,00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875.00	10.928.875,00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875.00	10.928.875,00	10.928.875.00	10.928.875,00	10.928.875.00
Salinidade Original(mg/L NaCl)	20,392	n-acouldjan	0.020,010,00	0.020.010,00	10.02.0010,00	10.020.010,00	10.020.010,00	0.020.010,00	n-acourage	10/02/01/01/01	10.020.010,00	10120101000	10.020.010,00	0.020.010,00	10.320.01300	10.020.010,00	10.020.010,00	10.020.010,00	10.020.010,00	N-SEGNATORS	a.aco.orajoo	10.020.010,00	10.320.013/30	6.050.010,00	au ac ou or o julio	225001400
Salinidade Otimizada(mg/L NaCl)	aprox 100			1																			-			
Saindade Utimzada (mg/L NaUl) Viscosidade	аргох 100 5,10			-	-	-				-	-															
Viscosoade Concertração do Polímero Kg/m3(Original)	3,10			-	-				-	-				-									-	-		
	0.040		-	-	-	—				—	—		-										-			
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,240		-	1	-																					
Quantidad hjetada (kg)	1142,469									-																
(-) Otimização custo polímero	\$ 4.569,88											. ,														
(-) OPEX Polimero	\$ 4.569,88	\$ 1,668,005	\$ 1,668.005	\$ 1,668,005	\$ 1668.005	\$ 1668,005	\$ 1668.005	\$ 1668,005	\$ 1,668,005	\$ 1668,005	\$ 1668.005	\$ 1,668,005	\$ 1,668,005	\$ 1,668,005	\$ 1668.005	\$ 1,668,005	\$ 1668.005	\$ 1668.005	\$ 1668.005	\$ 1,668,005	\$ 1,668,005	\$ 1668,005	\$ 1668.005	\$ 1,668.005	\$ 1,668.005	\$ 1,668,005
(-)Custo	30.857.293,47	44.407.002,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	44.407.002,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	44.407.002,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	44.407.002,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00	13.586.933,00
(=) Lucro Operacional	\$-30.857.293,47	\$ -44.407.002,00	\$ 42.532.149,56	\$ 59.367.874,33	\$104.263.140,37	\$137.934.589,90	\$160.382.222,93	\$ 152.009.786,95	\$196,859,626,59	\$202.471.534,84	\$ 208.083.443,10	\$ 213.695.351,35	\$ 216.501305,48	\$ 216.501305,48	\$ 185,681236,48	\$ 233.337.030,25	\$ 233.337.030,25	\$ 230.531076,12	\$ 219.307.259,61	\$ 191247.718,33	\$ 129.516.727,52	\$ 70.637.117,24	\$ 70.591690,84	\$ 45,338,103,69	\$ 20.084.516,54	\$ 3.248.791,77
VPL	\$ 950.841188.27	taxa de atratividade	12%																							
				İ	İ					İ																
TIR	137%																									
	1	l																								

Fluxo de caixa do caso NF, térmico.

												Volume	Acumulado de Polímero I	Iniatarin												
Cerário	modelo BC		Obietivo	iniecão	0.3 ke/m3.VP							Topic	Vn	Kelonduto oun)	Tempo (anos)	kalprodutopuro\/d	concentração (ke/m3	Vazao (m3.(d)	bod							
Tecnologia de produção de água	NF.		Usjc510	viscosidade	51d ²			Custo do Poli	mern (1) CC/Ne)	4		Modelo de Baciade Campos	0.30	695000000	an an an an an an an an an an an an an a	4760		4760.27	29.942							
Fonte Energâtica	temo			Concentração	1kg/m3			Custo da Energia		0.388		NOUCH IZ DECISIT CENTRO	0,19	43.437.500,00	, K		3**	4760,27	29.942,12							
Cido de vida	7 anos			inido(ano)	1 MgHS			Custo da Energia		0,25			1Vp	43.437.30Q00 282.000,000.00	۵	4/00	1,00	4/04/2/	0.94,11							
UUUUE WUA	/ dIUb			vazão de injeção	14000 m3/d	86057,34	tod	Custo do Barril de		55			1Vý	22.00000,00												
				vazao de injeção	1400/113/0	88,1038	101	CUSIO DO Barni de	retroleo (uspitor)	33																
Тетро	Projetado (dia)	Ano1	Ana2	Are3	Ano4	Ano5	Ano6	Ano7	Aro8	Ana9	Ano10	Aro11	Ano12	Ano13	Aro14	Ano15	Ano16	Ano17	Ano18	Ano19	Ano20	Ano21	Ano22	Ano23	Ano24	Ano25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140929	32.140.929	32.140.929	32.140929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929
Eficiência de Produção(%)	100%																									
Volume Captado(bpd)	88.057	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140929	32.140.929	32.140.929	32.140929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)	-	0,0	27955	3.634,1	5.870,5	7.547,8	8.666,0	9.784,1	10.483,0	10.762,6	11042,1	11.321,7	11.461,4	11.461,4	11.461,4	12300,1	12.300,1	12.160,3	11.601,2	10.208,5	7.128,5	5.730,7	4193,2	2.935,2	1677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo			1,020,347	1326.451	2.142.729	2754.937	3.163.076	3.571.214	3.826301	3.928.336	4,030,370	4.132.405	4.183.423	4.183.423	4.183.423	4.489.527	4.489.527	4.488.509	4234.440	3.724.266	2,601,885	2091.711	1.530.520	1071.364	612.208	306.104
Percentual Adioonal na Produção			3,176	4,13%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,88%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13,81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,51%	4,76%	3,33%	1,90%	0,95%
,																										
(+) Receita		· ·	\$ 56,119,082,56	\$ 72,954,807.32	\$ 117,850,073,37	\$ 151.521.522.90	\$ 173.969.155,92	\$ 196.416.788,94	\$ 210.446.559,58	\$ 216,058,467,84	5 221.670.376.09	\$ 227.282.284,35	5 230.088.238,48	5 230.088.238.48	5 230,088,238,48	\$ 246,923,963,24	\$ 246,923,963,24	5 244.118.009.12	5 232.894.192.61	\$ 204.894.651.33	\$ 143,103,660,52	\$ 115,044,119,24	\$ 84,178,623,83	\$ 58,925,096,68	\$ 33.671.449.53	\$ 16835.724,77
()			, ,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	,,	,	, ,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	,	1 27.2		,		,	,	, ,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	,	,	,		,		, ,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	,,,	1 13 134	,	, ,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	
Tratamento da Água																										
CAPEX (US\$/bpd)	210																									
	\$ 18,492,041.40	0 10 100 011 10						nt 40.403.041.40							R\$ 18.492.041,40							nt 10.000.001.00				
(-) CAPEX	\$ 18.492.041,40	R\$ 18.492.041,40						R\$ 18.492.041,40							N) ISASCIALAD							R\$ 18.492.041,40				
Custo de Energia (kWh/bbl)	80,0																		.1							
(-)Custo Energia	\$ 2,733,30	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997,654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997,654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44	R\$ 997.654,44
Custos e despesas fixas (US\$/bbl)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEK(US\$/bbl)	0																									
(-) OPEX tratamento de água		-												-											-	-
Injeção do Polímero																										
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29942	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10928875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00
Salinidade Original/mg/L NaCl)											-	-		,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,												
Salinidade Otimizada(mg/LNaCl)	аргох 6000																									
Viscosidade	5.10																									
Concentração do Polímero Kg/m3(Original)	420																									
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,480																									
Quartidad Injetada (kg)	2.284,999																									
(-) Otimizacă o custo no limero	\$ 9,139,75																									
(-) OPEX Polimero	\$ 9,139,75	3336.000	\$ 3,336,010	5 3336,000	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010	\$ 3336,000	\$ 3,336,000	\$ 3336,000	\$ 3,336,000	\$ 3,336,010	\$ 3336,000	\$ 3,336,000	\$ 3,336,010	\$ 3,336,000	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010	\$ 3.336.010	\$ 3,336,010	5 3,336,000
(-) ureX Polimero	3 3732/2	3.530.000	2 5.55b[/][J) 135000	3 3,550,000	p 5.550/III	3.550.UEU	ş 3.55b000	\$ 555b(II)) 5.55b.EU	3 335000	, 1.130,000	p 5.55bUDD	p 555000	y 5550.000	3.530,000	3 3.55%,000	\$ 3.550.UEU	ş 3.530.UU	a 5.590.(EU	3 5.550 []	2 5.53b.010	φ 5.55bU1U	a 5.530.020	\$ 5.55b020	3.550.000
	40.750.047	55 AND THE CO.	1 200 50	1999 07 - 09	1 200 55-50	1390 00 - 00	1 333 //- 44	M Mr 301 00	1 200 75- 10		1222.00-00	1 200 07 - 00	1 200 00 - 00	1333.00-00	20,000 000 00		1 999 70	133377-11	1390 00- 00		1222 /	22.00		1 222 22 22	1200 000 00	1000 001 00
(-)Custo	18.503.914,45	22.825.706,08	4.333.664,68	4.333.664,68	4.333.664,68	4333.664,68	4333.664,68	22.825.706,08	4.333.664,68	4.333.664,68	4333.664,68	4.333.664,68	4.333.664,68	4333.664,68	22.825.706,08	4.333.664,68	4.333.664,68	4333.664,68	4.333.664,68	4.333.664,68	4.333.664,68	22.825.706,08	4.333.664,68	4.333.664,68	4.333.664,68	4333.664,68
	ļ																									
(=) Lucro Operacional	\$ -18.503.914,45	-22.825.706,08	\$ 51.785.417,87	\$ 68.621.142,64	\$ 113.516.408,69	\$ 147.187.858,22	\$ 169.685.491,24	\$ 173.591.082,86	\$ 206.112.894,90	\$ 211.724.803,16	\$ 217.336.711,41	\$ 222.948.619,67	\$ 225.754.573,80	\$ 225.754.573,80	\$ 207.262.532,40	\$ 242,590,298,56	\$ 242,590,298,56	\$ 239.784.344,44	\$ 228,560,527,92	\$ 200.500.986,65	\$ 138,769,995,84	\$ 92.218.413,16	\$ 79.844.959,15	\$ 54.591.372,00	\$ 29.337.784,85	\$ 12,502,060,09
VPL	\$ 1.043.663.236,16	taxa de atratividade	12%																							
TR	265%																									
	. —																									

Fluxo de caixa do caso NF, eólico.

														-				,	-	- 1		,	-	1	- 1	
							bbl=>m3					Volume A	cumulado de Polímero													
Cenário	modelo BC		Objetivo	injeção	0,3 kg/m3.VP		0,158987314						Vp	Kg(produtopuro)	Tempo (anos)	kg/produto.puro.)/d	concentração (kg/m3)	Vazao (m3/d)	bpd							
Tecnologia de produção de água	NF			viscosidade	5,10		m3=>bbl	Custo do Polín		4		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00	40	4.760	1,00	4760,27	29.942							
Fonte Energática	eólico			Concentração	1 kg/m3		6,28981	Custo da Energia l		0,388			0,19	43.437.500,00	B	4760	1,00	4760,27	29.942,12							
cido de vida	7 anos			inicio (ano)	0			Custo da Energia	Eólia(US\$/kWh)	Q25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d	88057,34	bpd	Custo do Bamil de l	Petróleo (US\$/bbl)	55																
Tempo	Projetado (dia)	Ano1	Ang2	Ano3	Ano4	Aro5	Ano6	Aro7	Ana8	Ano9	Ano10	Ano11	Ano12	Ano13	Ano14	Ano15	Aro16	Ano17	Ano18	Ano19	Ano20	Ano21	Ano 22	Ano23	Ano24	Ano25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929
Eficiência de Produção(%)	100%																									
Volume Captado(bpd)	88.057	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)		0.0	2.795,5	3.694,1	5.870,5	7.547,8	8,666,0	9.784,1	10.483,0	10.762,6	11042,1	11321,7	11461,4	11.461,4	11.461,4	12.300.1	12,300,1	12.160.3	11.601.2	10.203,5	7.1285	5.730,7	4193,2	2.935,2	1677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo		7*	1,020347	_		2,754,937	3.163.076	3571214	382630	3,928,336	4030370	4.132.405	4.183.423	4183.423	4.183.423		4.485.527	4,438,509	4234.440	3.724.266	2,601,885	2091.711	1,530,520	1071364	612.208	306.104
Percentual Adiconal na Produção			317%	4.3%	66%	8.5%	9.84%	11.11%	11.90%	12.22%	12.5%	12.86%	13.02%	13.02%	13.02%	13.97%	13.9%	138%	13.17%	1159%	810%	6.51%	4.76%	3.3%	190%	0.95%
(+) Receita		ζ.	\$ 56.119.082,56	1.0	4	\$ 151.521.522,90	.,,		Jan.	\$ 216.058.467,84	\$ 221.670.376,09	\$ 227.282.284,35	5 230.088.238,48		\$ 230.088.238,48		\$ 246.923.963,24		-, -	\$ 204.894.651,33	\$ 143.103.660,52	\$ 115.044.119,24	\$ 84.178.623,83		33.671.449,53	.,
1.7,44,000			. 2011/09/10	, commiss	- 11/00/01/201	, seemann	, same			,	- manuality(0)	,	,	, 5,000,00,00	,	,	,	,	, www.negii	,		,	, 0-170004,00	, and and a	. John Stradil	
Tratamento da Água																										
CAPEX (US\$/bpd)	200																-							_		
(-)CAPEX	5 18.492.041.40	RS 18.492.041.40						RS 18.492.041.40							RS 18492.041.40			\vdash				PS 18.492.041.40		_		
(-jurn	7 30:43E041/40	14 10-32-041,4U						IŲ 1043LIALĮAU							ny 1043E041,40	<u> </u>						IV 10432.141,40				
Custo de Energia (KWh/bbl)	0.08																									
	\$ 1.761.15	RS 64,8838	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	ač ransem	RS 642.818.58	RS 642.81858	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58	RS 642.818.58 F	\$ 642.818,58	R\$ 642.838,58
(-) Custo Enengia) 1/6l,l5	r) 64.885,58	10 042838,58	ro, 642.688,58	10 b42x18,58	ro, 642,818,38	r) 642.8858	ro, 642,818,38	IQ 642,883,38	n) 642.828,58	10 042.608,58	ro 642,888,38	n) 642,808,58	n) 642,838,58	ro 642.838,58	10 04/3/2/38	ro 642,838,58	R\$ 642.818,58	n) 642318,38	ro, 642.828,58	ro 642818,58	n 14.88,8	ro 64281858	n) 64/315/36 F	D 04181838	D 047.938/28
e a to to breken																								-		
Custos e despesas fixas (USS/bbl)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bb1)																										
OPEX(US\$(bbl)	0																									
(-) OPEX tratamento de água																										
Injeção do Polimero																										
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10.928.875,00	10928875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10,928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00
Salinidade Original(mg/LNaCl)																										
Salinidade Otimizada(mg/L NaCl)	aprox 6000																									
Viscosidade	5,10																									
Concentração do Polimero Kg/m3 Original																										
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,490																									
Quantidad Injetada (kg)	2.284,999																									
(-) Otimização custo polímero	\$ 9.139,75																									
(-) OPEX Polimero	\$ 9.139,75	\$ 3336,000	\$ 3336,000	\$ 3,336,000	\$ 3.336.010	\$ 3336,010	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010	\$ 3,336,000	\$ 3,336,010	\$ 3.336.010	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010	\$ 3336.010	\$ 3.336.010	\$ 3336.000	\$ 3.336.010	\$ 3,336,010	\$ 3.336.010	\$ 3336010	\$ 3.336.010	\$ 3,336,010	\$ 3,336,010 \$	3.336010	\$ 3336,000
(-) Custo	18.502.942,30	22.470.870,22	3,978,828,82	3,978,828,82	3.978.828,82	3,978,828,82	3.978.828,82	22.470.870,22	3978.828,82	3.978.828,82	3,978,828,82	3,978,828,82	3.978.828,82	3,978,828,82	22.470.870,22	3.978.828,82	3,978,828,82	3,978,828,82	3.978.828,82	3.978.828,82	3,978,828,82	22.470.870,22	3.978.828,82	3.978.828,82	3,978,828,82	3.978.828,82
			-	,.															*	-						
(=) Lucro Operacional	5 -18.502.942,30	\$ -22,470,870,22	5 52.140.253,73	\$ 68.975.978,50	5 113.871.244,54	\$ 147.542.694,08	\$ 169.990.327,10	\$ 173.945.918.72	\$ 206.467.730,76	\$ 212.079.689,02	\$ 217.691.547,27	\$ 228.308.455,53	\$ 226,109,409,65	\$ 226,109,409,65	\$ 207.617.368,25	\$ 242,945,134,42	\$ 242.945.134,42	\$ 240.139.180,29	\$ 228.915.363,78	\$ 200.855.822,50	\$ 139.124.831,69	\$ 92,573,249,02	\$ 80.199.795,01	\$ 54.946.207,86 \$	29,692,620,71	\$ 12,856,895,94
VPL	\$ 1,046,446,263,15	taxa de atratividade	12%																							
TR .	270%																									
iiii	LIVE																									

Fluxo de caixa do caso ED, térmico.

												Walnes	Acumulado de Polimero I	erada.												
Cenário	modelo BC		Objetivo	1.1.2.	0,3 kg/m3.VP							Youne	Acumulado de Polífiero Vo	Kg(produtopuro)	Tempo (anos)	kg/produtopuro)/d	concentração (kg/m3)	Vazao (m3/d)	bod							
			uojeuvo	injeção				6.1.10	(met list	H , H			-7	**	rempo (anos)	V	7.10									
Tecnologia de produção de água	Ð			viscosidade	5,109			Custo do Polím		4		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00	40	4.760		4.760,27	29.942							
Forte Energática	térmico			Concentração	1 kg/m3			Custo da Energia D		0,388			0,19	43.437.500,00	Ъ	4760	1,00	4760,27	29.942,12							
Cido de vida	5 anos			inicio (ano)	0			Custo da Energia E		Q25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d	88057,34	bpd	Custo do Bamil de P	etráleo (US\$/bbl)	55																
Tempo	Projetado (dia)	Ano1	Ang2	Ano3	Ano4	Aro5	Ano6	Ang7	Ano8	Ano9	Ano10	Ano11	Ano12	Ano13	Ano14	Ano15	Ano16	Ang17	Ano18	Ano19	Ang20	Ano21	Ano22	Ano23	Ano24	Ano25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929
Eficiênciade Produção(%)	85%	,,,,,,,																		12.1,1,1			123,110		12.11.0	
Volume Captado(bod)	103.597	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858
returic cayrasteps)	103.07	31.012.030	37,012,030	3/(012.030	37.002.030	31.002.030	37.02.000	37.012.030	31.012.030	3/.012.030	31,012,030	37.012.030	37.012.030	31.012.030	31.012.030	37.012.030	37.012.030	37.012.030	37.012.030	37.02.030	37.002.030	31/012/030	37,012,030	31/212-030	37,012,030	3/.012.030
(in a district of the parties * *		0.0	12000	1011	conc	7500	0000	07011	10 000 0	10701	*****	44.224.7	44.04	45.475.4	******	12 200 1	12 200 1	12102	44 (794.2)	40.2025	21207	5202	4400.0	10051	1000	000.0
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)	-	0,0	2.795,5	3.634,1	5.870,5	7.547,8	8.666,0	9.784,1	10.483,0	10.762,6	1104,1	11.321,7	11.461,4	11.461,4	11.461,4	12.300,1	12.300,1	12.160,3	11.601,2	10.203,5	7.128,5	5.730,7	4193,2	2.935,2	1677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo			1,020347	1326.451	2142.729	2.754.937	3.163.076	3.571.214	3826301	3,928,336	4030.370	4.132.405	4.183.423	4183.423	4.183.423	4.489.527		4.438.509	4234.440	3.774.266	2.601.885	2091711	1.590.520	1071364	612.208	306.104
Percentual Adiconal na Produção			3,17%	4,13%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,86%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13,81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,51%	4,76%	3,33%	1,90%	0,95%
(+) Receita		\$ -	\$ 56.119.082,56	\$ 72.954.807,32	\$ 117.850.073,37	\$ 151.521.522,90	\$ 173.969.155,92	\$ 196.416.788,94	\$ 210.446.559,58	\$ 216.058.467,84	\$ 221.670.376,09	\$ 227.282.284,35	\$ 230.088.238,48	\$ 290,088,238,48	\$ 230.068.238,48	\$ 246.923.963,24	\$ 246.923.963,24	\$ 244.118.009,12	\$ 232894.192,61	\$ 204.884.651,33	\$ 143.103.660,52	\$ 115,044,119,24	\$ 84.178.623,83	\$ 58.925.036,68	\$ 33,671,449,53	\$ 16835.724,77
			-																							
Tratamento da Água																										
CAPEX (USS/bpd)	36																									
(-)CAPEX	5 3,729,487,34	RS 3.729.487,34				RS 3.729.487,34					R\$ 3,729,487,34					R\$ 3.729.487,34					R\$ 3.729.487,34					RS 3.729.487,34
(1000)	y unumary)					14 312/10/21										ny 2/2/2/2/2/					14 2162 6137					iy 2.63.6431
Custo de Energia (kWh/bbl)	0,15																									
(-) Custo Energia (ximi youn)	\$ 6,029.34	RS 2,200,708.32	RS 2,200,708,32	RS 2200.708.32	RS 2,200,708,32	RS 2,200,708.32	rś 2,200,708,32	nć 1300.300.31	RS 2,200,708,32	RS 2,200,708.32	RS 2,200,708,32	RS 2,200,708,32	RS 2,200,708,32	RS 2,200,708,32	RS 2,200,708.32	RS 2,200,708,32	RS 2,200,708,32	RS 2200.708.32	nć 1200 200 21	RS 2,200,708,32	R\$ 2,200,708,32	RS 2,200,708,32	RS 2,200,708.32	RS 2,200,708,32	R\$ 2,200,708.32	RS 2,200,708,32
(-)LUSTO ENERGIA	5 6029,34	is 2200.00532	15 ZZUU/08,52	IS 2200.708,52	10 ZZUL/US,5Z	io, Zaulinis, su i	is 2200.008,32	lo 22011/08,32	io 2200.708,52	IQ 2200.708,32	15 2200.708,52	IQ 2200.708,92	k) 2,200,708,32	is, 2200.708,52	is, 2200.708,52	N) 2200708,32	10, 2200.708,32	15 ZZ00708,3Z	is Zaulnasa	to, 2200.08,52	K) ZZUL/UK3Z	IQ 2/00.706,32	is Zauliugsz	io, ZZIII./UK,SZ	io, Zaulius,sz	is 2200.708,32
Custos e despesas fixas (US\$/bbl)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEX(US\$/bbl)	0																									
(-)OPEX tratamento de água																										
Injeção do Polímero																										
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10.928.875,00	10928875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00
Salinidade Original(mg/LNaCl)																										
Salinidade Otimizada(mg/L NaCl)	aprox 9000																									
Viscosidade	510																									
Viscosidade Concentração do Polímero Kg/m3(Original)	ULF																									
	450			\vdash																						
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimizada)	0,50																									
Quartidad Injetada (kg)	2.475,350			\vdash																						
(-) Otimização custo polímero	\$ 9,901,40																									
(-) OPEX Polimero	\$ 9,901,40	\$ 3614.011	\$ 3,614,001	\$ 3,614,011	\$ 3.614.011	\$ 3614.011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 364.01	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 364.01	\$ 3.614.011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3614.011	\$ 3.604.011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3,614011	\$ 3,614,011
(-) Custo	3.745.418,08	9.544.206,76	5814719,42	5814.719,42	5.814.719,42	9.544.206,76	5.814.719,42	5.814.719,42	5814.719,42	5.814.719,42	9544.206,76	5.814.719,42	5.814.719,42	5.814.719,42	5.814.719,42	9.544.206,76	5.814.719,42	5814719,42	5.814.719,42	5.814.719,42	9.544.206,76	5.814.719,42	5.814.719,42	5.814.719,42	5.814.719,42	9.544.206,76
(=) Luoro Operacional	\$ -3.745.418,08	\$ -9.544.206,76	\$ 50.304.363,14	\$ 67.140.087,91	\$ 112.085.353,95	\$ 141,977,316,14	\$ 168.154.436,51	\$ 190.602.069,53	\$ 204.631.840,17	\$ 210.243.748,42	\$ 212.126.169,34	\$ 221.467.564,93	\$ 224.273.519,06	\$ 224.273.519,06	\$ 224.273.519,06	\$ 237.379.756,45	\$ 241.109.243,83	\$ 238.303.289,70	\$ 227,079,473,19	\$ 199.019.931,91	\$ 133,559,453,76	\$ 109.229.399,82	\$ 78363.904,42	\$ 53.110.317,27	\$ 27.856.730,12	\$ 7.291.518,01
VPL	\$ 1.054.483.909.86	taxa de atratividade	12%																							
TR TR	565%																									
- III	2007																									

Fluxo de caixa do caso ED, eólico.

												Volume A	Acumulado de Polímero I	,												
Cenário	modelo BC		Objetivo	injeção	0,3 kg/m3.VP								Vp	Kg (produto puro)	Tempo (anos)	kg(produto puro)/d	concentração (kg/m3)	Vazao (m3/d)	bpd							
Tecnologia de produção de água	ED			viscosidade	5,109			Custo do Polir		4		Modelo de Bacia de Campos	0,30	69.500.000,00	40	4760		4.760,27	29.942							
Forte Erengética	eólcio			Concentração	1kg/m3			Custo da Energia		0,388			0,19	48.437.500,00	Z5	4760	1,00	4.760,27	29.942,12							
Cido de vida	Sanos			inicio (ano)	0			Custo da Energia		0,25			1Vp	232.000.000,00												
				vazão de injeção	14000 m3/d	88057,34	bpd	Custo do Barril de I	Petróleo (USS/bbl)	55																
Тетро	Projetado (dia)	Ang1	Ang2	Ano3	Ano4	Ano5	Ano6	Ano7	Ano8	Ano9	Aro10	Anol1	Aro12	Aro13	Ang14	Ano15	Ano16	Ano17	Aro18	Ano 19	Ang20	Arg21	Ang22	Ano23	Ang24	Ano25
Volume Injetado(bbl)	88.057	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32,140,929	32.140.929	32.140.929	32.140.929	32.140.929
Eficiência de Produção(%)	85%																									
Volume Captado(bpd)	108.597	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858	37.812.858
(+)Produção adicional de Petróleo (bpd)		0,0	2.795,5	3.634,1	5.870,5	7.547,8	8.666,0	9.7841	10.483,0	10.762,6	11.042,1	11.321,7	11.461,4	11.461,4	11.461,4	12.300,1	12300,1	12.160,3	11,601,2	10.203,5	7.128,5	5.790,7	4193,2	2.995,2	1.677,3	838,6
Volume adicional de Barril de petróleo			1.020.347	1326.451	2142.729	2.754997	3163.076	3.571.214	3.826.301	3,928336	4.030.370	4.132.405	4183.423	4.183.423	4183.423	4.489.527	4.49.527	4.438.509	4234.440	3.724.266	2,601,885	2091.711	1530520	1,071,364	612.208	306.104
Percentual Adiconal na Produção			3,17%	4,13%	6,67%	8,57%	9,84%	11,11%	11,90%	12,22%	12,54%	12,88%	13,02%	13,02%	13,02%	13,97%	13,97%	13,81%	13,17%	11,59%	8,10%	6,51%	4,76%	3,33%	1,90%	0,95%
(+) Receita		\$ -	\$ 56.119.082,56	\$ 72.954.807,32	\$ 117.850.073,37 \$	151.521.522,90	\$ 173.969.155,92	\$ 196.416.788,94	\$ 210.446559,58	\$ 216,058,467,84	\$ 221.670.376,09	\$ 227,282,284,35	\$ 230.088.238,48	\$ 230.088.238,48	\$ 230,088,238,48	\$ 246,923,963,24	\$ 246,923,963,24	\$ 244.118.009,12	\$ 232.894.192,61	\$ 204.834.651,33	\$ 143.108.660,52	\$ 115,044,119,24	\$ 84.178.623,83	\$ 58,925,036,68	\$ 33,671,449,53	\$ 16.835.724,77
Tratamento da Água																										
CAPEX (US\$/bpd)	36																									
(-)CAPEK	\$ 3,729,487,34	R\$ 3.729.487,34			R	\$ 3,729,487,34					R\$ 3.729.487,34					R\$ 3.729.487,34					R\$ 3.729.487,34					R\$ 3.729.487,34
Custo de Energia (kWh/bbl)	0,15																									
(-) Custo Energia	\$ 3.884,88	R\$ 1417.982,17	R\$ 1,417,982,17	R\$ 1417.992,17	R\$ 1.417.982,17 R	\$ 1,417,982,17	R\$ 1.417.982,17	R\$ 1.417.982,17	R\$ 1.417.982,17	R\$ 1,417,982,17	R\$ 1,417,982,17	R\$ 1,417,982,17	R\$ 1417.982,17	R\$ 1.417.982,17	R\$ 1.417.982,17	R\$ 1,417,982,17	R\$ 1417.982,17	R\$ 1,417,982,17	R\$ 1.417.982,17	R\$ 1.417982,17	R\$ 1,417,982,17	R\$ 1.417.982,17	R\$ 1.417.982,17	R\$ 1.417.982,17	R\$ 1,417,982,17	R\$ 1.417.982,17
Custos e despesas fixas (US\$/lbb/)																										
Custos e despesas variáveis (US\$/bbl)																										
Custo unitários total (US\$/bbl)																										
OPEN(US\$(bbl)	0																									
(-) OPEX tratamento de água																										
•																										
Injeção do Polímero																										
Volume injetado de Solução polimérica (bbl)	29.942	10,928.875,00	10.928.875,00	10928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928,875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10,928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00	10.928.875,00
Salinidade Original(mg/LNaOl)																										
Salinidade Otimizada(mg/L NaCl)	аргож 9000																									
Viscosidade	5,10																									
Concentração do Polímero Xg/m3(Original)																										
Concentração do Polimero Kg/m3 (Água Otimicada)	0,520																									
Quantidad Injetada (kg)	2.475,350																									
(-) Otimização custo polímero	\$ 9,901,40																									
(-) OPEX Polimero	\$ 9,901,40	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011 \$	3614.001	\$ 3,604,011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3614001	\$ 3.614.011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3614.001	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3.614.001	\$ 3,614,011	\$ 3614.011	\$ 3,614,011	\$ 3614.011	\$ 3,614,011	\$ 3,614,011	\$ 3614.011
					ľ																					
(-)Custo	3.743.273,62	8761.490,60	5.031.993,26	5.031.993,26	5.031.993,26	8.761.480,60	5.031.993,26	5.081.993,26	5.031.993,26	5.031993,26	8.761.490,60	5.031.993,26	5.031.993,26	5.081.993,26	5.081.993,26	8.761.480,60	5.031.993,26	5.031.993,26	5.031.993,26	5.081.993,26	8.761.480,60	5.031.993,26	5.031,993,26	5.031.993,26	5.081.993,26	8.761.480,60
11																										
(=) Lucro Operacional	\$ -3.743.273,62	\$ -8.761.480,60	\$ 51.087.089,29	\$ 67.922.814,06	\$ 112.818.080,11 \$	142.760.042,30	\$ 168.937.162,66	\$ 191.384.795,68	\$ 205.414.566,32	\$ 211036.474,58	\$ 212,908,895,49	\$ 222,250,291,09	\$ 225.056.245,22	\$ 225.056.245,22	\$ 225,056,245,22	\$ 238.162.482,64	5 241.891.969,98	\$ 239.086.015,86	\$ 227.862.199,34	\$ 199.802.658,07	5 134342.179,91	\$ 110.012.125,98	\$ 79.146.630,57	\$ 53,893,043,42	\$ 28,639,456,27	\$ 8,074,244,16
Harriston																										
VPL	\$ 1,060,622,939,98	taxa de atratividade	12%																							

TIR	621%																									
	Water 1																									