

RICARDO DA SILVA VIANA

Análise da aplicabilidade da injeção de polímeros em campos com óleo pesado

Santos
Junho, 2018

RICARDO DA SILVA VIANA

Análise da aplicabilidade da injeção de polímeros em campos com óleo pesado

Trabalho de formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do título de
bacharelado em Engenharia de Petróleo.

Santos
Junho, 2018

RICARDO DA SILVA VIANA

Análise da aplicabilidade da injeção de polímeros em campos com óleo pesado

Trabalho de formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do título de
bacharelado em Engenharia de Petróleo.

Área de concentração:
Engenharia de Reservatórios

Orientador:
Prof. Dr. Marcio Augusto Sampaio Pinto

Santos

Junho, 2018

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à minha família, especialmente minha mãe, e amigos que foram grandes fontes de força nos momentos mais difíceis durante estes anos. Jamais esquecerei todo o incentivo e apoio para que eu pudesse aproveitar ao máximo a oportunidade de estar em uma ótima universidade.

Presto agradecimento ao professor Marcio Sampaio e ao aluno de mestrado Paulo Ranazzi pela paciente orientação durante o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço também à professora Patrícia Matai e aos demais funcionários da Escola Politécnica em Santos que, mesmo sob o grande desafio de desenvolvimento de um novo campus, se esforçaram para criar um ambiente adequado e condizente com os padrões da Escola em São Paulo.

Por fim, gostaria de agradecer a algumas instituições que contribuíram diretamente para minha formação: à Tenaris, empresa do grupo Techint, pela cessão de uma bolsa de estudos que foi essencial durante um momento de dificuldades financeiras; à CAPES, à Shell e ao Ministério da Educação, pela participação no Programa Ciência sem Fronteiras, que com certeza foi a experiência mais enriquecedora durante estes anos de graduação.

RESUMO

Atualmente a maior parte da produção mundial de petróleo origina-se de campos maduros. No Brasil não é muito diferente. Embora a produção no pré-sal quebre recordes quase todos os meses, a exploração no pós-sal da Bacia de Campos continua crucial no cenário petrolífero brasileiro. Entretanto, já se percebe sinais de maturidade nestes campos do pós-sal. Por isso, o foco para a região torna-se a maximizar o Fator de Recuperação, ao invés de investir na perfuração de novos poços. A Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) compreende um conjunto de técnicas capazes de diminuir a quantidade de óleo residual preso dentro do reservatório, dentre estas a injeção de polímeros. O objetivo deste trabalho é analisar e otimizar a aplicação da injeção de polímeros em campos maduros de óleos pesados (baixo grau API), como observado no Campo de Peregrino. Os resultados encontrados utilizando um modelo heterogêneo simplificado de um quarto de *five spot* apresentaram um aumento expressivo do valor presente líquido – VPL.

Palavras-chave: Injeção de Polímeros. Óleo Pesado. EOR. Peregrino. Bacia de Campos.

ABSTRACT

Currently, most of the world's oil production comes from mature fields. In Brazil, the situation is not different. Although the pre-salt layer breaks the production records almost every month, the Campos Basin post-salt production remains very important for the national oil industry. However, some of the post-salt fields started present signs of maturity. Hence, the focus for the region is to maximize the recovery factor, instead of investing in drilling new wells. The Enhanced Oil Recovery (EOR) comprises a group of methods capable of decreasing the amount of residual oil that remains in the reservoir. The objective of this project is to analyze and optimize the application of polymer flooding in mature fields with heavy oil (low API degree), as observed at the Peregrino Field. The results presented by a simple heterogeneous quarter of five spot model showed a substantial improvement of the net present value – NPV.

Keywords: Polymer flooding. Heavy oil. EOR. Peregrino Field. Campos Basin.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	9
1.1	OBJETIVO	10
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	11
2.1	RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO (EOR).....	11
2.1.1	<i>Injeção de Polímeros.....</i>	<i>11</i>
2.2	A BACIA DE CAMPOS	14
2.2.1	<i>O Campo de Peregrino.....</i>	<i>15</i>
3	METODOLOGIA.....	17
4	ESTUDO DE CASO - PEREGRINO.....	20
4.1	SUMÁRIO DOS DADOS DO CAMPO DE PEREGRINO	20
4.2	MODELAGEM 1: RESERVATÓRIO COM UMA SEÇÃO ALTAMENTE PERMEÁVEL.....	20
4.2.1	<i>Características do grid.....</i>	<i>20</i>
4.2.2	<i>Características dos componentes.....</i>	<i>21</i>
4.2.3	<i>Características da interação fluido rocha e condições iniciais</i>	<i>21</i>
4.2.4	<i>Características operacionais</i>	<i>21</i>
4.3	MODELAGEM 2: RESERVATÓRIO HETEROGÊNEO	22
4.3.1	<i>Características do grid.....</i>	<i>22</i>
4.3.2	<i>Premissas econômicas.....</i>	<i>24</i>
4.3.3	<i>Demais características do modelo.....</i>	<i>25</i>
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	26
5.1	PRIMEIRA MODELAGEM	26
5.2	SEGUNDA MODELAGEM	29
6	CONCLUSÕES PARCIAIS.....	33
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	33
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	34

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Eficiência de deslocamento macroscópica melhorada pelo uso de injeção de polímeros (b) comparada a injeção convencional de água (a).	12
Figura 2: Ilustração da melhora na eficiência de varrido vertical quando se compara: injeção convencional de água (a); e injeção de solução polimérica (b).	13
Figura 3: Localização do Campo de Peregrino.	15
Figura 4: Seção sísmica de Peregrino Sul.	16
Figura 5: Diagrama que resume a metodologia aplicada neste trabalho	19
Figura 6: Permeabilidade do modelo – seção transversal que mostra que a propriedade é constante horizontalmente, além de uma zona de alta permeabilidade.	21
Figura 7: Distribuição de permeabilidade no novo modelo	23
Figura 8: Distribuição de porosidade no novo modelo.....	23
Figura 9: Histograma de frequência de porosidade nas camadas (i) $z = 6$ e (ii) $z = 5$..	24
Figura 10: Histograma de frequência de permeabilidade nas camadas (i) $x = 6$ e (ii) $x = 5$	24
Figura 11: Saturação de óleo após 17 meses de operação. a) Injeção de água b) Injeção de solução polimérica – Saturação de óleo 24,1% (azul) e 73,0% (vermelho). 26	
Figura 12: Saturação de óleo após 74 meses de operação. a) Injeção de água b) Injeção de solução polimérica – Saturação de óleo 24,1% (azul) e 73,0% (vermelho). 26	
Figura 13: Saturação de óleo após 199 meses de operação. a) Injeção de água b) Injeção de solução polimérica – Saturação de óleo 24,1% (azul) e 73,0% (vermelho). 27	
Figura 14: Saturação de óleo após todo o período de operação. a) Injeção de água b) Injeção de solução polimérica – Saturação de óleo 24,1% (azul) e 73,0% (vermelho). 27	
Figura 15: Saturação de óleo na seção altamente permeável. a) Injeção de água b) Injeção de solução polimérica – Saturação de óleo 24,1% (azul) e 73,0% (vermelho). 28	
Figura 16: Fração de água produzida.	28
Figura 17: Fator de Recuperação de Óleo. A área marcada em cinza representa o óleo adicional obtido utilizando o método de injeção de polímeros.	29
Figura 18: Curva de resultados do processo de otimização da concentração de polímeros	30
Figura 19: Sequência temporal do processo de otimização	30

Figura 20: Fator de recuperação de óleo que compara o cenário otimizado de injeção de polímeros com a injeção de água	31
Figura 21: Valor Presente Líquido para ambos os métodos.....	32
Figura 22: Comportamento da viscosidade de alguns polímeros com relação a sua concentração. Taxa de cisalhamento $7.3s^{-1}$, 1% de NaCl a 23,3 graus Celsius.	43
Figura 23: Produção de óleo e água, em barris por dia, para o método de injeção de água na segunda modelagem.....	44
Figura 24: Produção de óleo e água, em barris por dia, para o método de injeção de polímeros otimizado, na segunda modelagem.....	44
Figura 25: Resultado do processo de otimização da concentração de polímeros	48
Figura 26: Fluxo de caixa descontado para a injeção de polímeros otimizada e a injeção de água.....	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Definição de digitação viscosa	12
Tabela 2: Pontos e propriedades gerados aleatoriamente	22
Tabela 3: Premissas econômicas do modelo	25
Tabela 4: VPL para os diferentes cenários de tempos de injeção	29
Tabela 5: Dados de input do Campo de Peregrino	37
Tabela 6: Dados de construção do modelo	39
Tabela 7: Valores de permeabilidade em I para todas as camadas para o Modelo 1...	39
Tabela 8: Propriedades dos fluidos do sistema modelado	39
Tabela 9: Relação da viscosidade dos fluidos do sistema com a pressão na temperatura do reservatório (172°F)	40
Tabela 10: Relação da permeabilidade relativa do óleo e da água	40
Tabela 11: Relação das permeabilidades relativas entre líquidos e gases.....	41
Tabela 12: Características operacionais adotadas no modelo	42

1 INTRODUÇÃO

É inegável a importância da indústria do petróleo na sociedade em que vivemos. Segundo o Relatório Estatístico da BP (British Petroleum), aproximadamente 85% do consumo mundial de energia é proveniente de combustíveis fósseis, sendo o óleo responsável por cerca de um terço do total. Por se tratar de uma fonte de energia não renovável, para manter um “consumo sustentável” é necessário descobrir pelo menos o mesmo volume de óleo produzido. O autor James Sheng (2011) realizou um cálculo simples que ajuda a perceber a dimensão deste desafio da indústria do petróleo: a produção mundial de óleo é de aproximadamente 92 milhões de barris por dia, segundo o Relatório Estatístico da BP, que representa uma produção anual de cerca de 33,5 bilhões de barris. O volume de reservas provadas da Bacia de Campos em 2015, segundo o Boletim Anual de Reservas da ANP, é de 1.037,32 milhões de metros cúbicos de óleo, ou 6,5 bilhões de barris. Isto significa que é necessário descobrir mais de cinco “Bacias de Campos” atuais por ano para que o consumo de petróleo seja considerado “sustentável”.

Atualmente, a maior parte da produção mundial de petróleo origina-se de campos maduros. Com a queda do número de novas descobertas durante as últimas décadas, acredita-se que técnicas que aumentam o fator de recuperação em campos maduros serão essenciais para atender a demanda energética nos próximos anos (ALVARADO e MANRIQUE, 2010). Além disto, grande parte das reservas encontradas recentemente é considerada não convencional, como o óleo pesado venezuelano e o gás de folhelho americano.

O rápido desenvolvimento de reservas não convencionais de óleo e gás durante a última década causaram grandes mudanças na estrutura de oferta e demanda, métodos de recuperação e inovação técnica na indústria do petróleo. Observa-se um considerável aumento da importância do papel dessas reservas na produção mundial de petróleo, alavancado pela produção comercial de areias betuminosas, de metano adsorvido no carvão (CBM, do inglês Coalbed Methane) e de gás de folhelho (JIA, 2017). Reservas não convencionais, como o próprio nome sugere, exigem a aplicação de técnicas especiais para recuperação do petróleo, consequência das dificuldades

causadas por propriedades das rochas presentes (como baixa permeabilidade da rocha reservatório), ou propriedades dos fluidos (como alta viscosidade).

Sob este contexto, diversos pesquisadores de empresas da indústria petrolífera e universidades começaram a dar maior atenção às técnicas abrangidas pela Recuperação Avançada de Petróleo, ou EOR (do inglês, Enhanced Oil Recovery). Este grupo de técnicas tem como objetivo facilitar a extração do petróleo através de intervenções no reservatório que alterem propriedades ou interações entre a rocha, o óleo e a água (SHENG, 2011). Normalmente, utiliza-se EOR quando os métodos de recuperação secundária, como injeção imiscível de água ou gás, se mostram ineficientes ou esgotados (CRAFT e HAWKINS, 2014).

As técnicas EOR abrangem diversos mecanismos diferentes para a extração de petróleo. Dentre eles, os mais conhecidos são a injeção de calor, de compostos químicos, de micro-organismos e a injeção miscível de gases (SHENG, 2011). O foco deste trabalho será os métodos químicos, ou CEOR (do inglês, Chemical Enhanced Oil Recovery), em especial a injeção de polímeros. Esta técnica visa a melhorar a eficiência de varrido da injeção da água no reservatório. Para isso, é adicionado polímero à água injetada, aumentando a viscosidade do fluido deslocante. Este aumento melhora a razão de mobilidade do sistema, que está diretamente relacionada à eficiência de varrido de um reservatório (ENGELKE, 2012).

Alguns campos da Bacia de Campos, atualmente a principal bacia sedimentar produtora de petróleo do país, apresentam-se em considerável estado de maturidade. Por esta razão, projetos de aplicação de EOR nestes campos começam a ser considerados. Este trabalho irá investigar a aplicação de injeção de polímeros no Campo de Peregrino, pois este apresenta características favoráveis para a aplicação do método.

1.1 OBJETIVO

Analisar e otimizar a aplicação da injeção de polímeros em campos maduros de óleos pesados (baixo grau API) com o objetivo de maximizar o valor presente líquido do projeto, utilizando como estudo de caso o Campo de Peregrino.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Recuperação Avançada de Petróleo (EOR)

Após a aplicação de um projeto de recuperação secundária no reservatório, isto é, quando a utilização de apenas métodos convencionais começa a se mostrar insuficiente, são aplicadas técnicas de recuperação terciária (DAKE, 1978), ou Recuperação Avançada de Petróleo (EOR). O termo “terciária” remete a uma terceira fase de produção do campo, após as fases primárias e secundárias, e se refere às mesmas tecnologias associadas ao EOR. Entretanto, essas tecnologias também podem ser utilizadas no início da produção do campo (FERREIRA, 2016).

A definição de EOR proposta por Sheng (2011) engloba todos os processos que, de alguma forma, alteram propriedades ou interação das rochas, hidrocarbonetos e água. Alguns exemplos de métodos de EOR são: combustão *in situ*, injeção de vapor de água, injeção miscível de gás carbônico e a injeção de compostos químicos.

Grande parte dos métodos EOR trabalham com a redução da saturação residual de óleo, ou com o controle da mobilidade do sistema. O conceito de mobilidade relativa das fases é importante para se analisar o quão favorável é o deslocamento de um fluido, sendo utilizado na avaliação de projetos de injeção. Para isso, utiliza-se a razão de mobilidade, que é definida pela razão da mobilidade relativa do fluido deslocante pela mobilidade relativa do fluido deslocado (SHENG, 2011). É considerado favorável o deslocamento do óleo se a razão de mobilidade for menor que 1. Neste caso, sob condição de diferença de pressão, o óleo é capaz de se mover com velocidade igual, ou maior que, a da água (DAKE, 1978).

Equação 1: Razão de mobilidade

$$\text{Razão de mobilidade} = \frac{\text{Mobilidade Fluido Deslocante}}{\text{Mobilidade Fluido Deslocado}} = \frac{k_{ef}^{\text{deslocante}} \times \mu^{\text{deslocado}}}{k_{ef}^{\text{deslocado}} \times \mu^{\text{deslocante}}}$$

2.1.1 Injeção de Polímeros

Tópico de interesse deste trabalho, a injeção de polímeros faz parte do grupo conhecido como EOR Químico, ou CEOR (do inglês, Chemical Enhanced Oil Recovery). Embora a injeção de polímeros, baseado em experiências passadas, não era recomendada para campos com óleos pesados, a tecnologia recentemente se mostra promissora graças ao uso massivo de poços horizontais (GAO, 2011).

O princípio básico deste método é aumentar a viscosidade do fluido deslocante (fluido injetado com o objetivo de deslocar hidrocarbonetos, que em muitos casos é a água), para assim reduzir a sua mobilidade. Enfim, esta operação diminui a razão de mobilidade do sistema, que significa que o deslocamento do óleo foi otimizado. A injeção de polímero não só acelera a recuperação de petróleo como também pode aumentá-la (DAKE, 1978), pois o fenômeno de digitação viscosa, ou do inglês *viscous fingering*, é drasticamente reduzido, o que reduz o número de zonas do reservatório evitadas pelo fluido injetado. A Tabela 1 contém a definição do termo digitação viscosa.

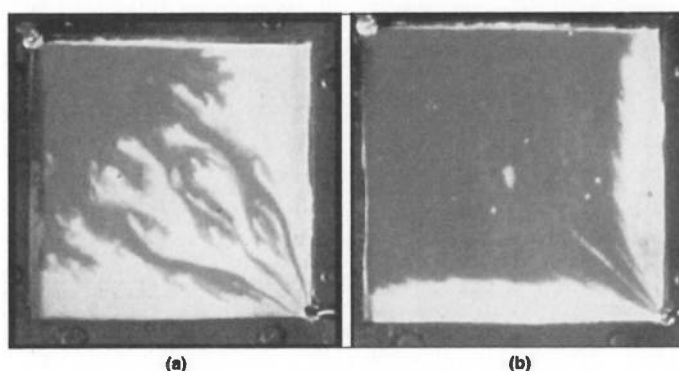
Tabela 1: Definição de digitação viscosa

Digitação Viscosa: Condição na qual a água injetada evita seções do reservatório, criando um perfil de escoamento desigual, ou em “formato de dedos”. O *fingering* é uma condição comum em reservatórios com poços de injeção de água. O resultado do fenômeno é uma eficiência de varrido baixa, que deixa de recuperar quantidades significativas de óleo.

Fonte: (Schlumberger Oilfield Glossary: Viscous Fingering, 2017)

A Figura 1 compara a injeção de água com e sem a adição de polímeros. É possível observar a digitação viscosa quando polímeros não são utilizados.

Figura 1: Eficiência de deslocamento macroscópica melhorada pelo uso de injeção de polímeros (b) comparada a injeção convencional de água (a).



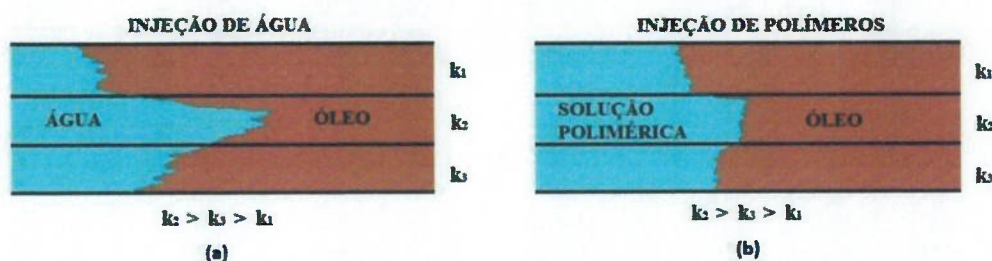
Fonte: (SHENG, 2011)

Observe na Figura 1 (b) que ainda há óleo não recuperado, chamado de óleo residual. O aumento da viscosidade do fluido injetado causado pela adição de polímeros não é suficiente para mobilizar o óleo residual, sendo necessário a adição de

surfactantes para reduzir a tensão interfacial. Portanto, o objetivo da injeção de polímeros é recuperar a seção do reservatório evitada pela injeção convencional de água, o que não inclui o óleo residual (SORBIE, 1991).

Mesmo em reservatórios em que a razão de mobilidade é próxima da unidade, pode haver um varrido ineficiente por injeção de água devido às heterogeneidades do reservatório, como quando há grande diferença de permeabilidades verticalmente, levando a uma irrupção de água prematura na camada de maior permeabilidade (BOTECHIA, 2016). A Figura 2 ilustra como a injeção de polímeros pode melhorar a eficiência de varrido vertical:

Figura 2: Ilustração da melhora na eficiência de varrido vertical quando se compara: injeção convencional de água (a); e injeção de solução polimérica (b).



Fonte: (adaptado de BOTECHIA, 2016)

Embora a injeção de polímeros tenha potencial para otimizar a recuperação de petróleo, algumas de suas propriedades (e.g., retenção no meio poroso, efeitos de fluidos não-newtonianos e degradação) devem ser consideradas para se criar cenários realísticos, pois podem impactar negativamente no retorno econômico (REGO, BOTECHIA e SCHIOZER, 2017).

Os dois principais tipos de polímeros utilizados na indústria são os sintéticos, como a poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM), e os biopolímeros, como a goma xantana (SHENG, 2011). HPAM é um polieletrólito solúvel em água, com cargas negativas sobre as cadeias de polímero. Goma xantana é um polissacarídeo, que se caracteriza por ter uma elevada tolerância à salinidade, pH, e à temperatura (RENHA, 2015).

Embora sejam mais utilizados na indústria por seu baixo custo e grande disponibilidade, é improvável que polímeros sintéticos permaneçam estáveis em altas temperaturas (REGO, BOTECHIA e SCHIOZER, 2017). A degradação do polímero

refere-se a qualquer processo de quebra da estrutura molecular da macromolécula do polímero. As principais vias de degradação de polímeros na indústria do petróleo, além da alta temperatura, são: degradação química, mecânica e biológica (SORBIE, 1991). Uma baixa estabilidade com relação à temperatura pode inviabilizar um projeto de injeção de polímeros, como por exemplo a combinação com a injeção de água quente proposta por Rego *et al.*

2.2 A Bacia de Campos

A Bacia de Campos localiza-se na região sudeste, ocupando o litoral norte do Estado do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo, se estende por uma área de aproximadamente 100.000 km². Os limites da bacia dão-se ao Norte com a Bacia do Espírito Santo, pelo alto de Vitória e ao Sul, com a Bacia de Santos pelo Alto de Cabo Frio (BASTOS, 2015).

Assim como nas demais bacias da margem sudeste do país, sua origem está relacionada à ruptura do Supercontinente Gondwana e a posterior separação e movimentação entre as Placas Sul-americana e Africana, com a formação do Oceano Atlântico. A bacia passou por diversas fases de sedimentação associadas a diferentes períodos tectônicos, envolvendo três estágios distintos: rifte, transicional e drift (LOPES, 2004).

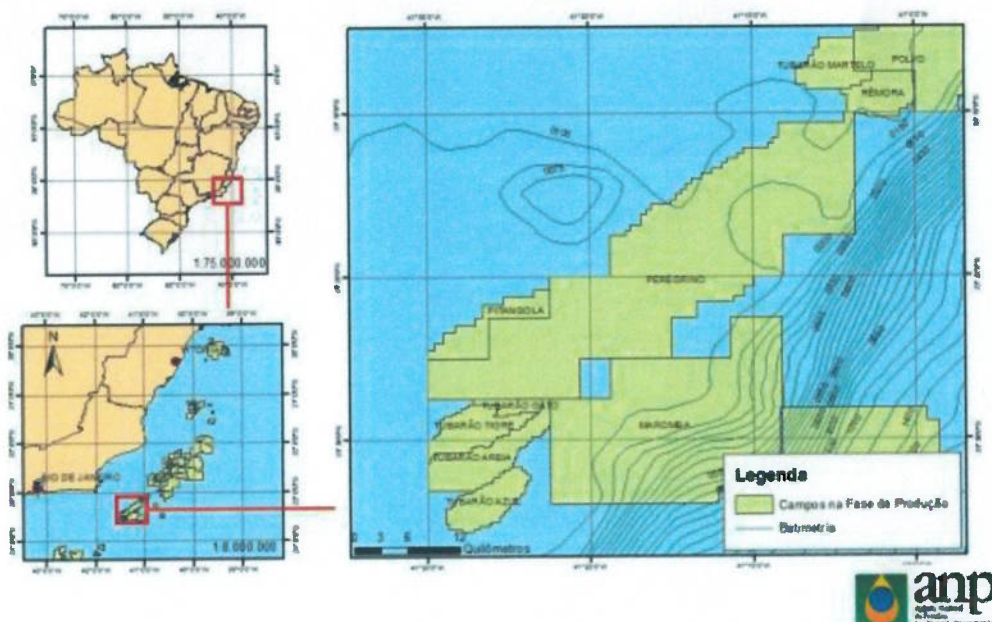
A Bacia de Campos é a mais importante região produtora de petróleo do país ainda hoje, com produção aproximada de 1,5 milhões de barris de petróleo por dia, segundo o Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP de junho de 2016. Entretanto, percebe-se na bacia alguns sinais de maturidade. Entre eles, o mais significativo é o fato de que o volume de água produzida tem crescido significativamente. Em 2014, o volume de água produzida ultrapassou o de óleo cru produzido (FERREIRA, 2016), o que significa que atualmente a Bacia de Campos produz mais água do que óleo.

Em geral, o petróleo da Bacia de Campos foi recuperado utilizando técnicas de recuperação primária e secundária (normalmente, injeção de água). Por estas razões, a aplicação de métodos de recuperação melhorada começa a ser cogitada para os campos da bacia.

2.2.1 O Campo de Peregrino

O Campo de Peregrino, originário do bloco exploratório BM-C-7, localiza-se na porção sul da Bacia de Campos, a 85 km do município de Cabo Frio, no Estado do Rio de Janeiro. A lâmina d'água na região é de aproximadamente 120m. A empresa operadora do campo é a Statoil, com 60% de participação, e conta com a parceria da Sinochem, que possui os 40% restantes (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016b). A Figura 3 apresenta a localização do campo em relação ao mapa nacional.

Figura 3: Localização do Campo de Peregrino.



Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016b)

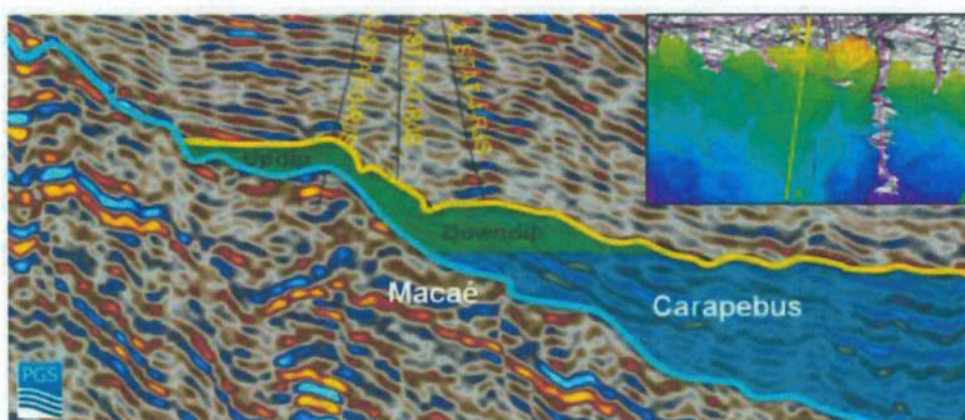
O óleo do campo é considerado pesado, com grau API de aproximadamente 14° (OLSEN, SHETH, *et al.*, 2011). Os reservatórios do Campo de Peregrino são arenitos turbidíticos pertencentes a Formação Carapebus, de idade Cretácea. A viscosidade do óleo varia entre 102,8 e 142,2 cP na pressão de saturação (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016b).

Até o momento, o mecanismo de recuperação de petróleo do campo conta com a reinjeção da água produzida e suporte de pressão dado pelo aquífero. O Campo de Peregrino possui um aquífero grande e ativo, pelo menos cinco vezes maior que o volume dos poros do reservatório (HAUGEN, ØSTBYE, *et al.*, 2015). O reservatório

apresenta alta porosidade e permeabilidade, cujos valores variam entre 25-30% e 1000-10000 mD (RANJEVA, DAHL, *et al.*, 2014).

O reservatório de Peregrino pode ser dividido em duas regiões: updip e downdip, como é ilustrado na Figura 4. A região updip possui um óleo menos viscoso quando comparado com o óleo downdip. Isso é explicado pela fraca comunicação do óleo do updip com o contato óleo-água, portanto menos exposto a biodegradação quando comparado a outros óleos do Campo de Peregrino (HAUGEN, ØSTBYE, *et al.*, 2015).

Figura 4: Seção sísmica de Peregrino Sul.



Fonte: (HAUGEN, ØSTBYE, *et al.*, 2015)

3 METODOLOGIA

Primeira etapa: Estudo de um reservatório com uma seção de alta permeabilidade:

- Passo 1: Pesquisa de informações do Campo de Peregrino em base de dados públicas, como temperatura e pressão do reservatório, porosidade, permeabilidade, profundidade, viscosidade e densidade do óleo;
- Passo 2: Criação de um modelo conceitual simplificado de um quarto de *five-spot* no software de simulação composicional STARS, do grupo CMG;
- Passo 3: Aplicação das informações do campo ao modelo, tornando-o representativo ao Campo de Peregrino;
- Passo 4: Exposição do modelo a duas situações: injeção de água e injeção de solução polimérica;
- Passo 5: Comparação entre as performances dos dois métodos, observando variáveis como o fator de recuperação de óleo.

Segunda etapa: Modelo heterogêneo e otimização:

- Passo 1: Criação de um modelo de um quarto de *five-spot* com propriedades (porosidade, permeabilidade, etc) que variam em todas as direções;

A construção do novo modelo se deu através das seguintes etapas: criação de um algoritmo que gerou *data points* de porosidade e permeabilidade aleatórios, que são representativos ao Campo de Peregrino; a posição de cada *data point* no grid foi escolhida aleatoriamente através de uma distribuição uniforme; a porosidade foi escolhida aleatoriamente seguindo uma distribuição normal; e a permeabilidade foi calculada com base na porosidade atribuída ao bloco, através da Equação 2. Os dados gerados são interpolados aos demais blocos através do método do inverso do quadrado da distância, a fim de dar ao modelo a ideia de continuidade; por fim, o novo grid é testado a fim de se observar uma distribuição normal para porosidade nos planos horizontais e log-normal para permeabilidade nos planos verticais.

Equação 2: Relação entre porosidade e permeabilidade

$$K = e^{24,2 \times \phi + 1,84}$$

- Passo 2: Otimização dos tempos de injeção de polímeros e da concentração;

A otimização ocorreu em duas etapas: tempos e concentração. Para os tempos de injeção, foram criados vinte diferentes casos cruzando quatro tempos de injeção de água com cinco tempos de injeção de polímeros. Foi utilizado um valor preliminar de concentração de polímeros igual a 1000 ppm. Todos os casos foram simulados e seus respectivos VPLs foram calculados. Aquele com maior valor presente líquido foi escolhido como caso base para a próxima fase. Para a concentração do polímero, foi utilizado o caso base da etapa anterior no software de otimização CMOST, do grupo CMG. A lógica de otimização consiste de tentativa-erro, gerando valores aleatórios até haver uma amostra suficientemente grande para eleger o melhor resultado. O equacionamento do valor presente líquido, função objetivo do procedimento de otimização, será feito da seguinte forma:

Equação 3: Equacionamento do Valor Presente Líquido

$$VPL = \sum \text{Fluxos de caixa descontados (FCDs)}$$

$$\text{Receita Líquida} = (\text{Preço do petróleo} \times \text{Produção}) - (\text{Royalties} + \text{PIS Cofins})$$

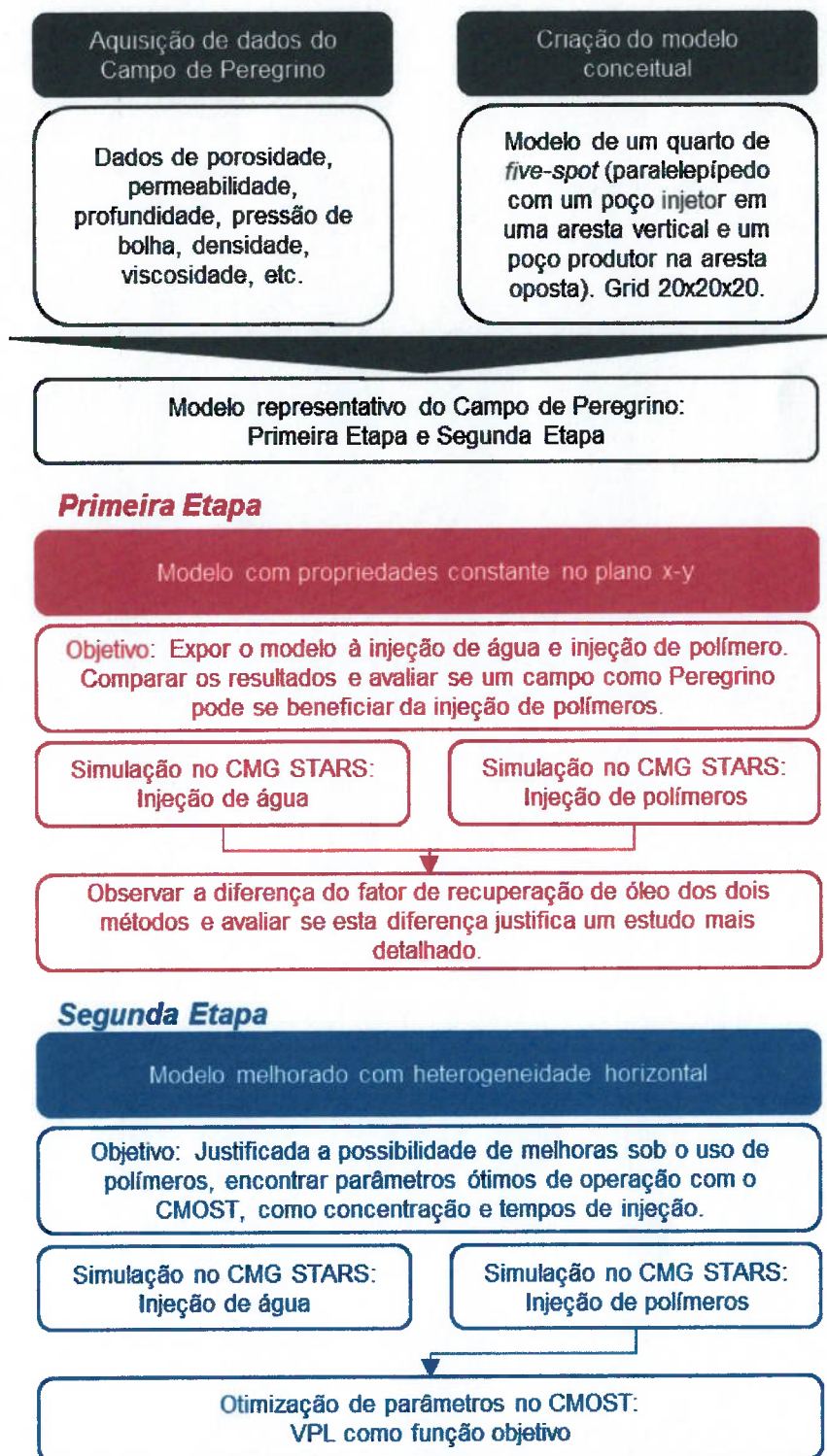
$$\text{Lucro Líquido} = \text{Receita Líquida} - (\text{Custo de extração} \times \text{Produção})$$

$$- (\text{Custo de injeção de polímero} \times \text{Volume do polímero}) - \text{Capex} - \text{Depreciação}$$

$$\text{Fluxo de Caixa} = \text{Lucro Líquido} - \text{Impostos e contribuição social} + \text{Depreciação (não caixa)}$$

$$FCD_i = \frac{\text{Fluxo de caixa}_i}{(1 + \text{Taxa de desconto})^{t_i}}$$

Figura 5: Diagrama que resume a metodologia aplicada neste trabalho



4 ESTUDO DE CASO - PEREGRINO

4.1 Sumário dos dados do Campo de Peregrino

A Tabela 5, apresentada no Anexo I, contém os dados obtidos sobre o Campo de Peregrino (ao lado das respectivas referências). Esta informação será aplicada ao modelo do reservatório.

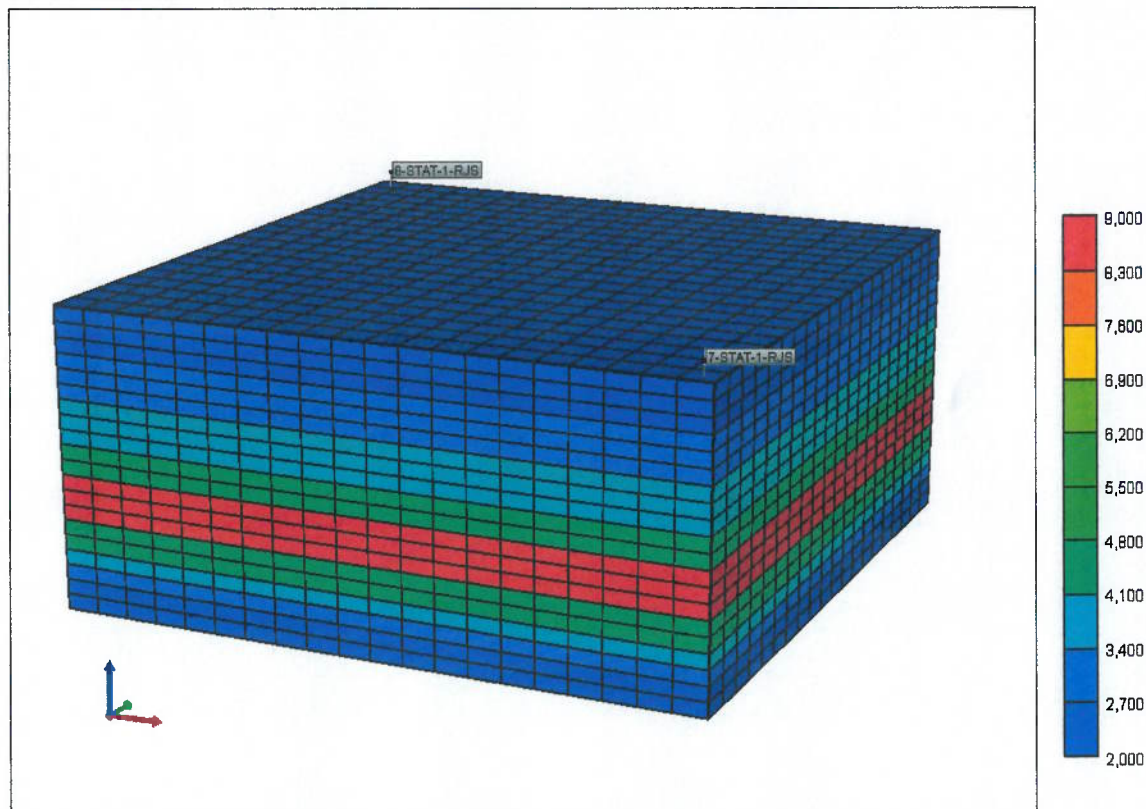
4.2 Modelagem 1: Reservatório com uma seção altamente permeável

4.2.1 Características do grid

Foi criado um modelo de um quarto de *five-spot*, isto é, cartesiano com um poço injetor em um vértice e um poço produtor no vértice oposto. O sistema de unidades utilizado foi o padrão da indústria, com distância medida em pés, volume em barris, pressão em psi e temperatura em Fahrenheit. A Tabela 6, apresentada no Anexo II, apresenta os principais dados da construção do modelo.

A permeabilidade do modelo não é uniforme verticalmente (criação de uma zona de alta permeabilidade entre as camadas 12 e 14), a fim de que se possa observar o efeito da solução polimérica na eficiência de varrido vertical. A Tabela 7, apresentada no Anexo II, apresenta os valores de permeabilidade em I. Como procedimento padrão ao não se conhecer dados precisos quanto a permeabilidade em outras dimensões, foi utilizada a seguinte convenção: a permeabilidade em J é igual à permeabilidade em I; a permeabilidade em K é 10% do valor da permeabilidade em I. A Figura 6 mostra uma seção transversal do modelo.

Figura 6: Permeabilidade do modelo – seção transversal que mostra que a propriedade é constante horizontalmente, além de uma zona de alta permeabilidade.



4.2.2 Características dos componentes

O modelo composicional utilizado no STARS foi inspirado no modelo utilizado por Botechia em 2016. A Tabela 8 e a Tabela 9, presentes no Anexo II, apresentam dados utilizados na caracterização dos fluidos do sistema, como densidade, compressibilidade e viscosidade. O polímero utilizado no modelo é inspirado no HPAM, conforme apresentado na Figura 22, no Anexo II.

4.2.3 Características da interação fluido rocha e condições iniciais

A Tabela 10 e a Tabela 11 apresentam os dados de permeabilidade relativa entre os fluidos do sistema.

4.2.4 Características operacionais

Nesta modelagem são utilizados dois poços, um injetor e um produtor, identificados como 7-STAT-1-RJS (o poço produtor) e 8-STAT-1-RJS (o poço injetor). A

Tabela 12, no Anexo II, apresenta algumas restrições aplicadas à operação destes poços.

4.3 Modelagem 2: Reservatório heterogêneo

4.3.1 Características do grid

A grande diferença entre os modelos novo e antigo está na distribuição da porosidade e permeabilidade do reservatório. Embora o modelo antigo apresente propriedades com valores coerentes ao que é observado no Campo de Peregrino, a falta de heterogeneidade é algo que pode ser contestado.

A Tabela 2 mostra os pontos gerados aleatoriamente, assim como o valor de porosidade e permeabilidade atribuídos a eles, utilizados para criar o modelo heterogêneo.

Tabela 2: Pontos e propriedades gerados aleatoriamente

Posição em x	Posição em y	Posição em z	Porosidade	Permeabilidade (mD)
16	8	9	27.9%	5381
14	6	6	26.3%	3696
10	2	11	27.7%	5159
16	6	10	26.9%	4276
9	20	4	28.2%	5806
12	2	17	22.9%	1598
10	8	11	25.1%	2743
10	8	10	24.0%	2090
9	9	8	24.3%	2271
8	4	3	25.7%	3208

A Figura 7 e a Figura 8 mostram as distribuições de permeabilidade e porosidade no novo modelo do reservatório, que ficou mais condizente com a realidade.

Figura 7: Distribuição de permeabilidade no novo modelo

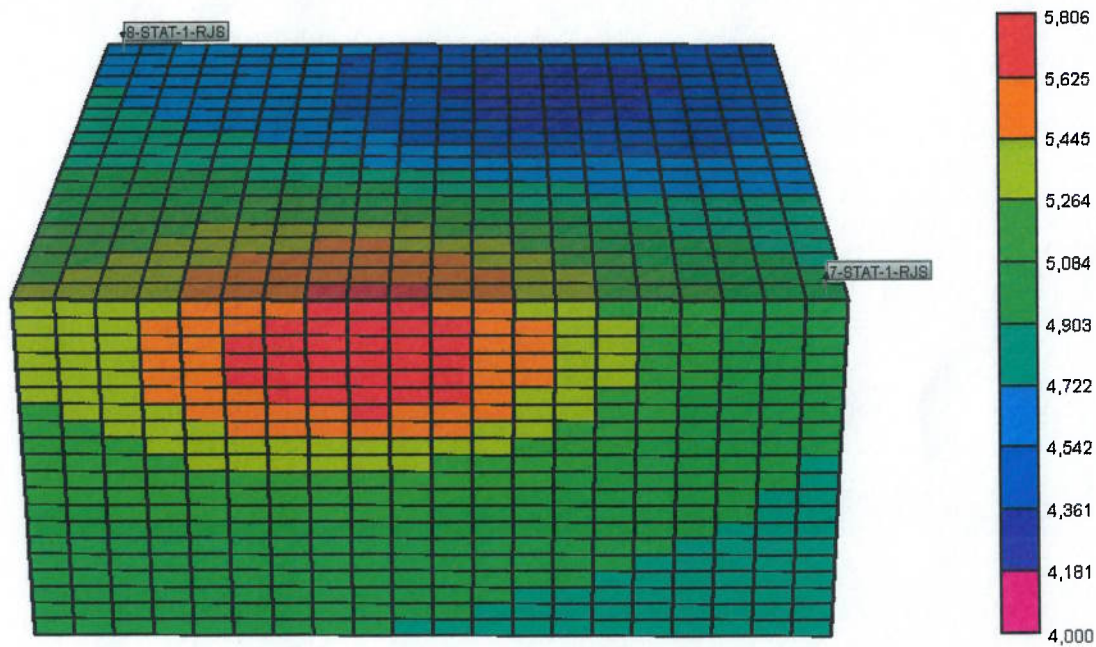
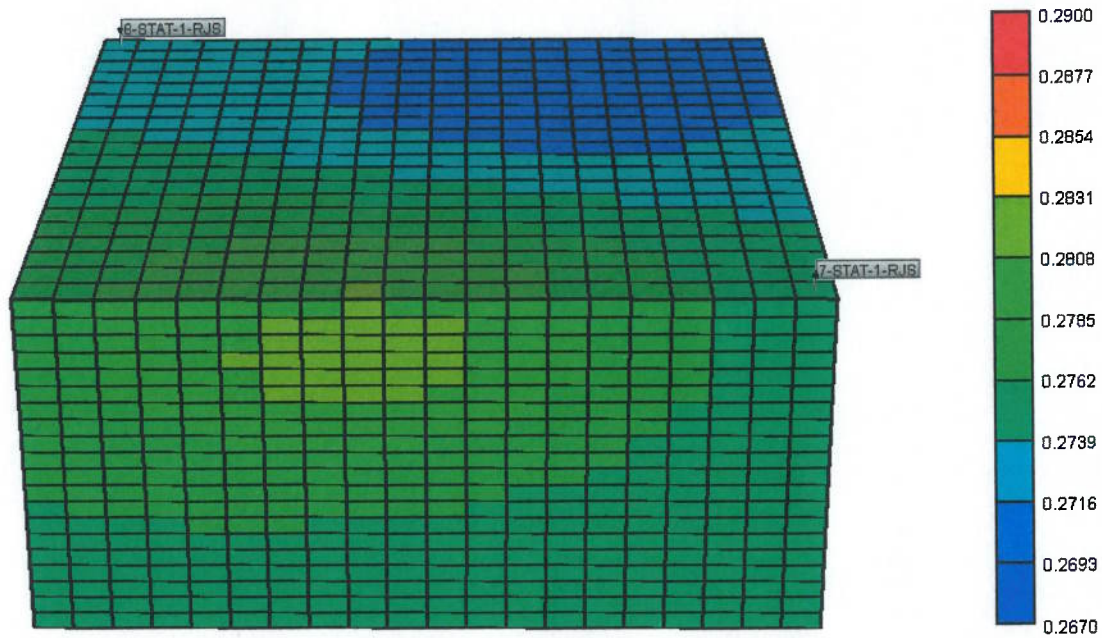


Figura 8: Distribuição de porosidade no novo modelo



Como mencionado anteriormente, os valores de permeabilidade e porosidade devem respeitar uma distribuição log-normal nos planos verticais e normal nos planos horizontais, respectivamente. A Figura 9 e a Figura 10 mostram que, para o modelo criado neste trabalho, essas condições foram respeitadas:

Figura 9: Histograma de frequência de porosidade nas camadas (i) $z = 6$ e (ii) $z = 5$

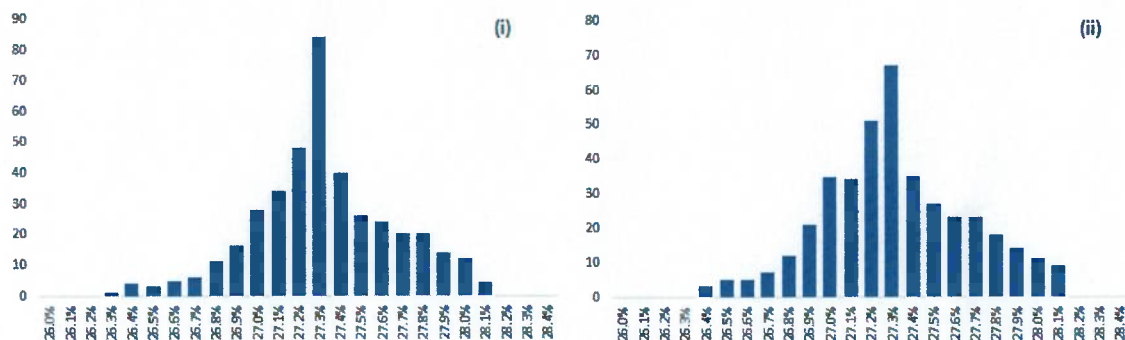
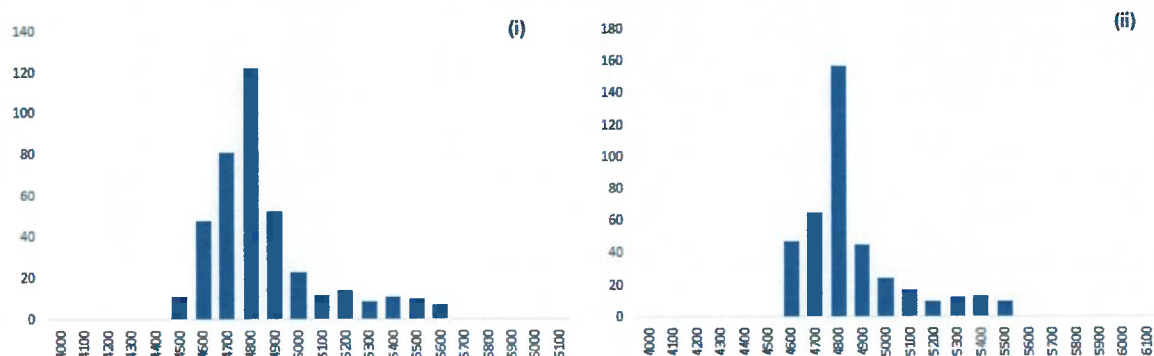


Figura 10: Histograma de frequência de permeabilidade nas camadas (i) $x = 6$ e (ii) $x = 5$



4.3.2 Premissas econômicas

Para construção do modelo econômico que será usado para calcular o valor presente líquido do projeto e otimizar parâmetros operacionais, foram utilizadas as seguintes premissas Tabela 3. Royalties, impostos e contribuições estão de acordo com a legislação brasileira para atividades petrolíferas. Os valores dos investimentos foram baseados no trabalho de Botechia (2016). O reservatório modelado representa apenas uma pequena fração do campo de Peregrino. O volume de óleo *in place* do modelo é 5.8 milhões de barris. Já no Campo de Peregrino, o volume *in place* é da ordem de 4 bilhões de barris. Portanto, o modelo representa cerca de 0,14% do campo e todos os investimentos serão multiplicados por esse fator. O valor do óleo e do polímero são

reajustados anualmente pela premissa de inflação dos Estados Unidos (CPI). O gás produzido não foi monetizado.

Tabela 3: Premissas econômicas do modelo

	Parâmetro	Unidade	Valor
Financeiros	Taxa de desconto	(%)	8%
	Preço do Brent	(USD/bbl)	50,00
	Preço do Gás	(USD/Mcuft)	0
	Desconto de qualidade do óleo	(%)	10%
Impostos e contribuições sociais	PIS/Cofins	(%)	9,25%
	IRCS	(%)	34%
	Royalties	(%)	10%
OPEX	Custo de elevação (óleo)	(USD/bbl)	10,00
	Custo de elevação (água)	(USD/bbl)	1,00
	Custo de injeção de água	(USD/bbl)	1,00
CAPEX	Investimentos iniciais	(USD)	1.438.455,85
	Poços	(USD)	143.845,58
	Plataforma	(USD)	2.157.683,77
	Conversão para polímeros	(USD)	71.922,79
	Abandono	(USD)	215.768,38
Polímeros	Custo de injeção de polímeros	(USD/kg)	8,00
	Fração de polímeros	(ppm)	1000,00*

*Valor preliminar que ainda será otimizado

4.3.3 Demais características do modelo

Características das interações fluido-rocha (molhabilidade, capilaridade, permeabilidade relativa, etc), propriedades do polímero e parâmetros operacionais dos poços não foram alterados com relação ao primeiro modelo. Entretanto, três parâmetros foram otimizados: tempo de injeção de água inicial anterior ao polímero; tempo de injeção de polímeros; concentração do polímero injetado.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Primeira modelagem

O conjunto de figuras a seguir (Figura 11, Figura 12, Figura 13 e Figura 14) mostram um acompanhamento da saturação de óleo do modelo conceitual com o passar do tempo, em três dimensões.

Figura 11: Saturação de óleo após 17 meses de operação. a) Injeção de água b) Injeção de solução polimérica – Saturação de óleo 24,1% (azul) e 73,0% (vermelho)

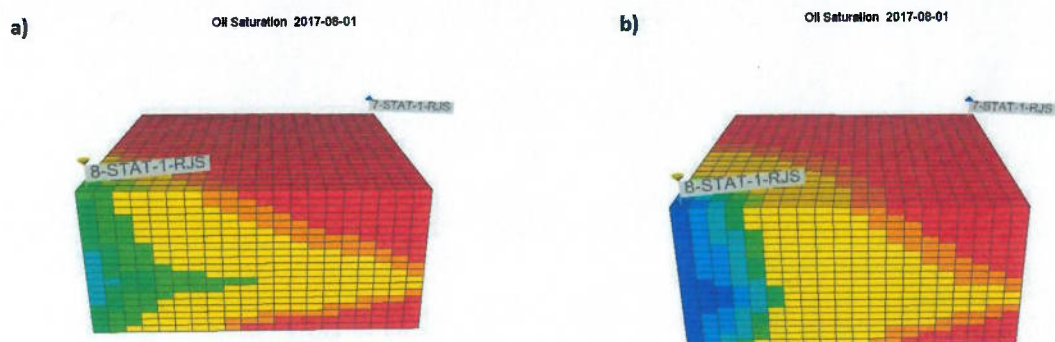


Figura 12: Saturação de óleo após 74 meses de operação. a) Injeção de água b) Injeção de solução polimérica – Saturação de óleo 24,1% (azul) e 73,0% (vermelho)

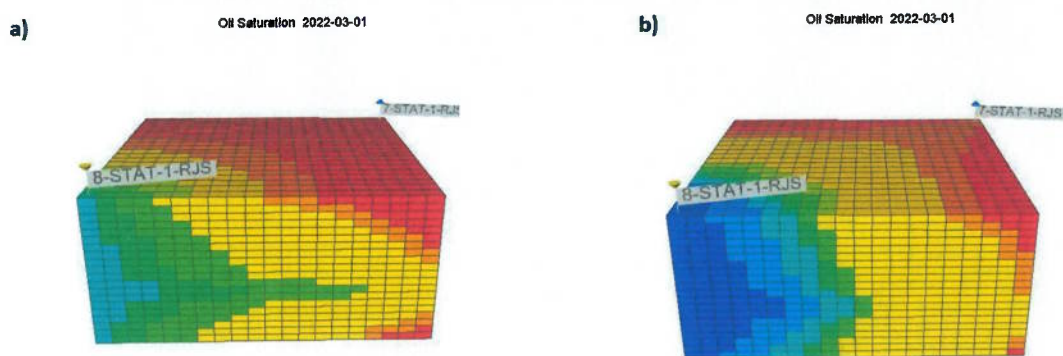


Figura 13: Saturação de óleo após 199 meses de operação. a) Injeção de água b) Injeção de solução polimérica – Saturação de óleo 24,1% (azul) e 73,0% (vermelho)

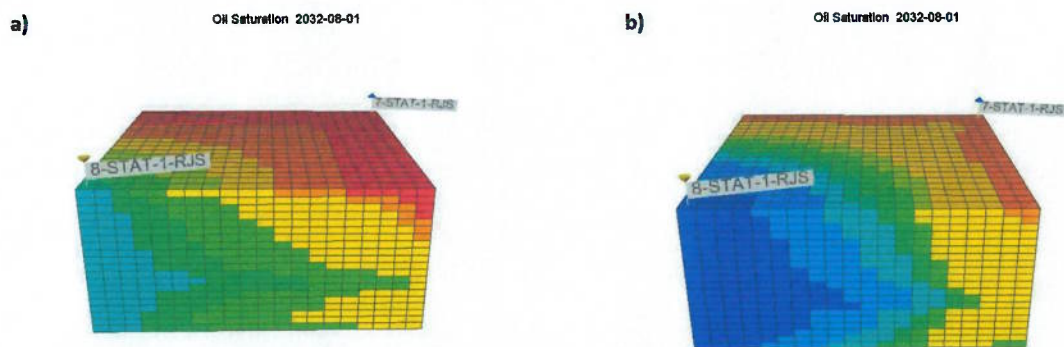
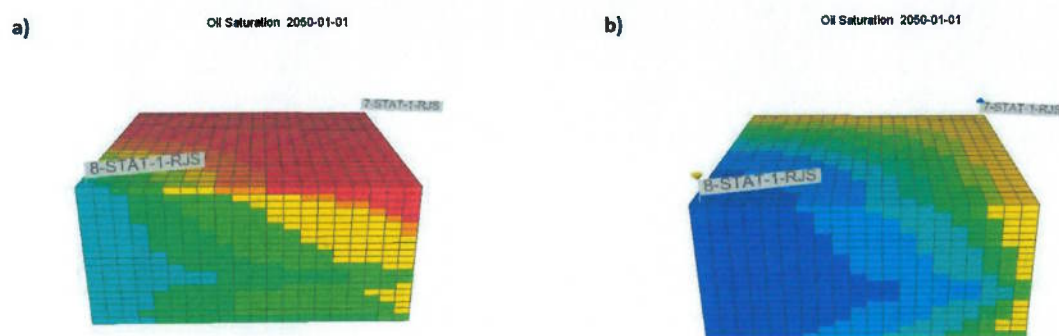


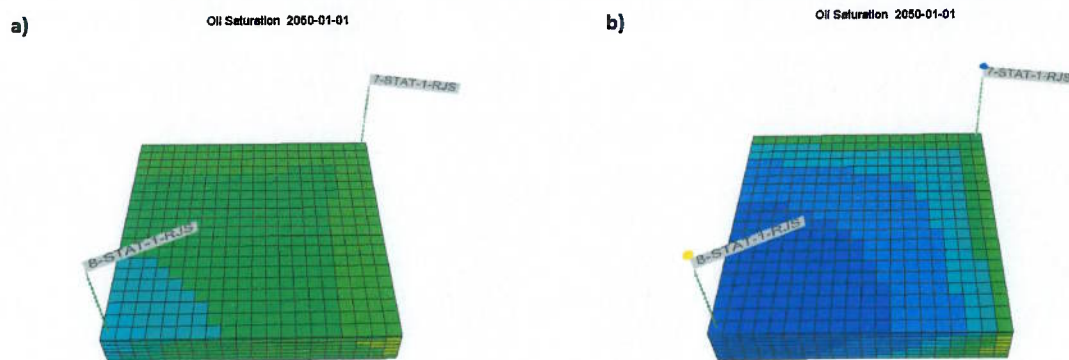
Figura 14: Saturação de óleo após todo o período de operação. a) Injeção de água b) Injeção de solução polimérica – Saturação de óleo 24,1% (azul) e 73,0% (vermelho)



Percebe-se que, no caso de injeção puramente de água, o fluido injetado é fortemente conduzido pela zona altamente permeável (entre as camadas 12 e 14). Desta forma, um grande volume de óleo é deixado para trás a partir do momento que se forma esse “canal” entre o poço injetor e o poço produtor, como demonstrado na Figura 14. Isso pode ser observado pela presença de um maior número de blocos com coloração mais distante do azul escuro. Já no caso da injeção de polímeros, nota-se um deslocamento mais igual entre as camadas com o passar do tempo, o que mostra um claro aumento na eficiência de varrido vertical. A Figura 15 apresenta a visão da zona altamente permeável, que é a seção do reservatório mais lavada pelo fluido injetado em ambos os casos, na qual é possível identificar uma melhor eficiência de deslocamento

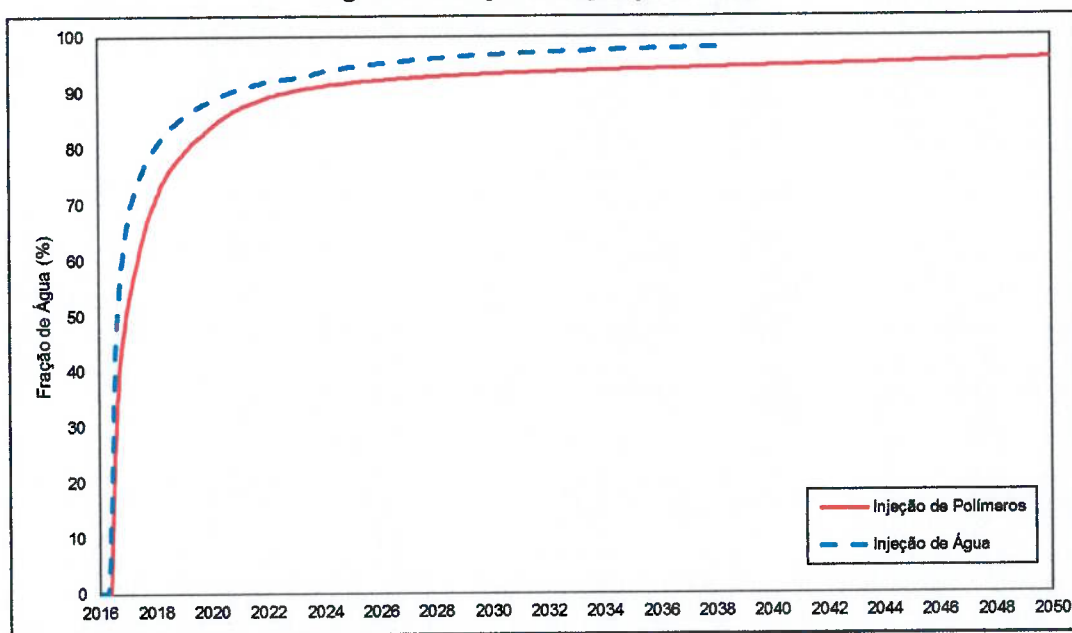
macroscópica. Chega-se a essa conclusão ao observar um tom de azul mais escuro no caso da injeção de polímero.

Figura 15: Saturação de óleo na seção altamente permeável. a) Injeção de água b) Injeção de solução polimérica – Saturação de óleo 24,1% (azul) e 73,0% (vermelho)



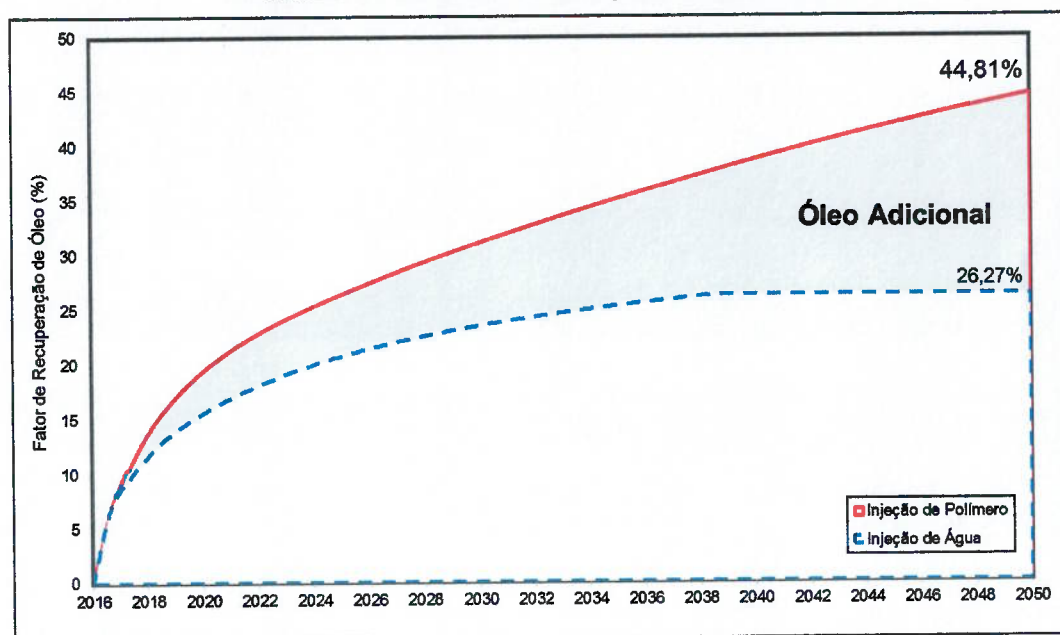
A melhoria dessas eficiências, como esperado, resulta em melhores parâmetros de produção dos hidrocarbonetos, como um maior volume de óleo recuperado e uma menor fração de água produzida com o tempo. A Figura 16 ilustra a evolução da fração de água produzida para ambos os casos. Observe que a operação no caso da injeção de água foi encerrada antes de 2040, pois a fração de água ultrapassou o limite econômico definido anteriormente de 98%.

Figura 16: Fração de água produzida.



A Figura 17 apresenta uma comparação do fator de recuperação de óleo de ambos os métodos. Percebe-se um aumento considerável ao se utilizar a injeção de polímero, como esperado. A solução polimérica apresenta um fator de recuperação superior aos 40%, enquanto a injeção de água não alcançou os 30%.

Figura 17: Fator de Recuperação de Óleo. A área marcada em cinza representa o óleo adicional obtido utilizando o método de injeção de polímeros.



5.2 Segunda modelagem

O primeiro passo da segunda modelagem é a otimização dos tempos de injeção. Cada um dos vinte cenários de tempos foi simulado, os resultados foram inseridos no modelo econômico e foi recolhido o valor presente líquido. No final, o maior VPL foi escolhido como caso base. A Tabela 4 apresenta os resultados para cada cenário.

Tabela 4: VPL para os diferentes cenários de tempos de injeção

VPL (USD mn)		Tempo de injeção de polímeros (anos)				
		0.25	0.50	1.50	2.50	3.50
Tempo de injeção de água antes de injetar polímero (anos)	0.0	21.0	26.8	33.2	32.5	31.8
	0.5	20.7	25.9	31.9	31.2	30.5
	1.0	19.8	26.6	30.8	30.0	29.3
	1.5	20.7	26.3	29.9	29.1	28.4

O caso base, com a injeção de polímeros iniciando instantaneamente após o início da produção do modelo e com duração de um ano e meio, foi então inserido no programa de otimização CMOST para a obtenção de um valor final para a concentração do polímero injetado. Após mais de 160 simulações, a concentração de 1256 ppm foi considerada ótima pelo software, pois retornou o maior valor presente líquido. O valor se apresenta coerente com o encontrado por Botechia (2016), de 1500 ppm. A Figura 18 apresenta a curva de resultados encontrada pelo CMOST, relacionando VPL com a concentração de polímeros. A Figura 19 mostra a sequência temporal do processo de otimização.

Figura 18: Curva de resultados do processo de otimização da concentração de polímeros

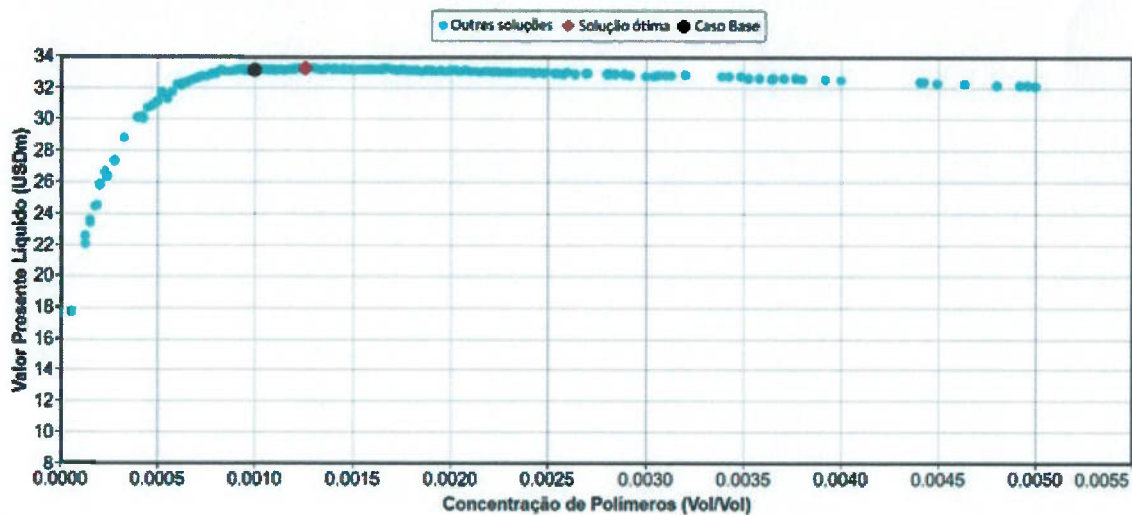
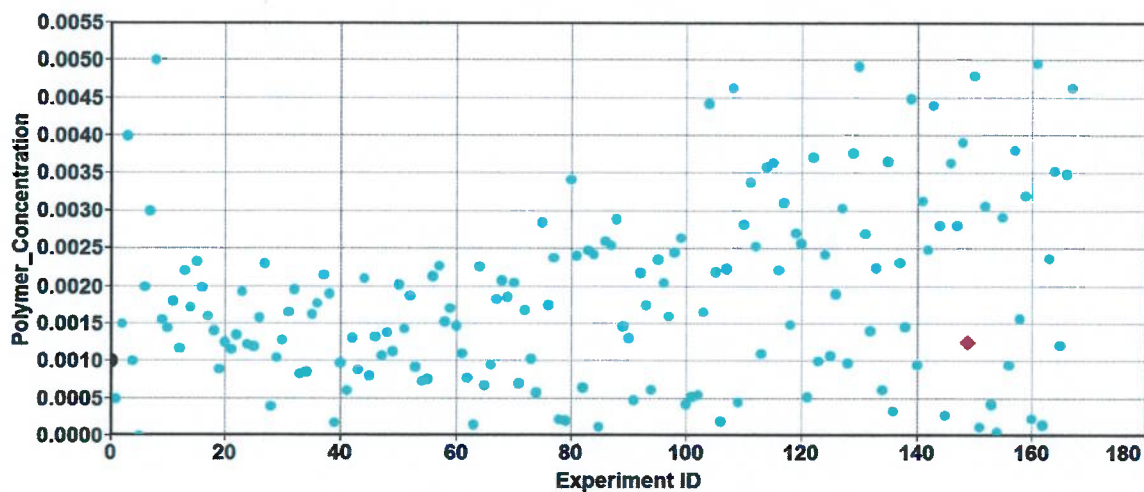


Figura 19: Sequência temporal do processo de otimização



Por fim, compara-se o modelo otimizado com o caso base de injeção de água. Em geral, o fator de recuperação de óleo responde de maneira muito positiva a injeção de quaisquer concentrações de polímeros. Entretanto, para o caso otimizado, os ganhos no fator de recuperação ultrapassam 100%. Ao analisar a curva de fluxo de caixa acumulado, observa-se que o resultado é ainda melhor. Para o caso otimizado, tem-se um VPL de 33.29 milhões de dólares, enquanto para um desenvolvimento utilizando apenas injeção de água, tem-se um VPL de 8.09 milhões de dólares, isto é, cerca de 300% de aumento. A Figura 20 e a Figura 21 apresentam as curvas destes resultados. Deve ser salientado o detalhe de que as curvas de fluxo de caixa terminam a operação antes das curvas de fator de recuperação (observa-se um perfil constante na curva). A explicação está na escolha inicial da fração de água de corte da operação, de 98%. Pode-se dizer que, segundo as premissas econômicas escolhidas para o modelo, esta fração de corte está superestimada, isto é, para frações de água ligeiramente menores que 98%, o modelo seria operado com fluxo de caixa negativo. Como não faz sentido operar um campo que não paga seus próprios custos, o modelo econômico termina a operação.

Figura 20: Fator de recuperação de óleo que compara o cenário otimizado de injeção de polímeros com a injeção de água

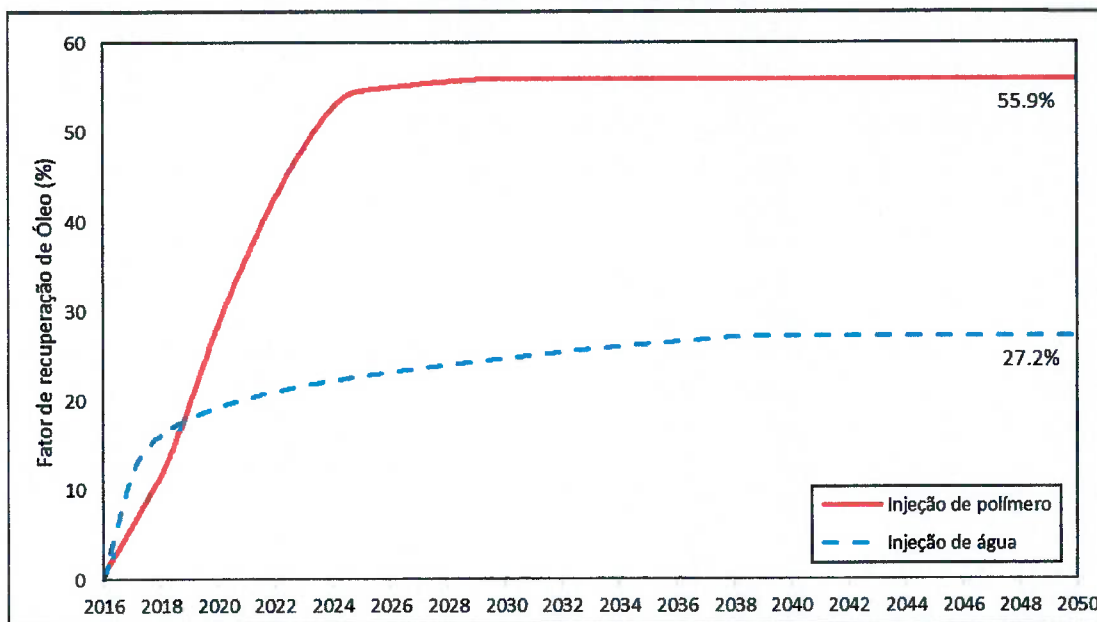
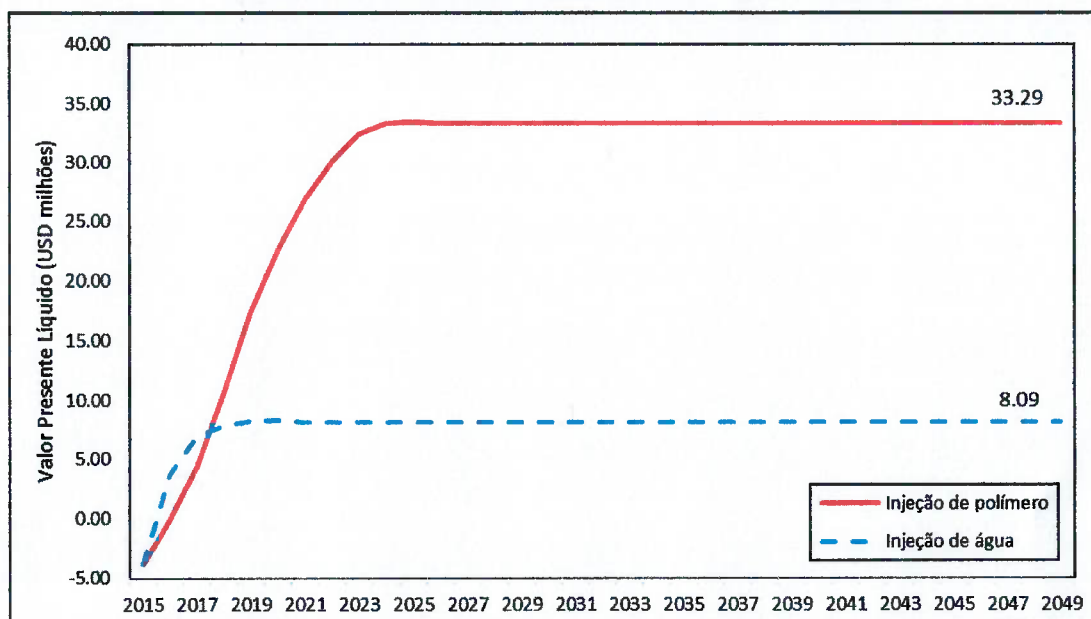


Figura 21: Valor Presente Líquido para ambos os métodos



6 CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho foi estudar e avaliar a injeção de polímeros como forma de maximizar o valor presente líquido de um projeto em um campo com óleo pesado, através da maximização do fator de recuperação de óleo. O aumento da produção de petróleo, sob as mesmas condições de reservatório, mesmas condições operacionais e mesmo tempo de operação foi significativo na primeira modelagem, que era simplificada e tinha o objetivo de mostrar o efeito da injeção de polímeros em reservatórios com camadas de permeabilidades extremamente diferentes. Uma diferença de aproximadamente 20% entre os fatores de recuperação, que foi observada nesta etapa, para um campo com as dimensões do Campo de Peregrino, pode significar uma produção adicional de ordem de grandeza de centenas de milhões de barris.

O sucesso desta primeira etapa estimulou o avanço do estudo em uma modelagem mais próxima da realidade, como heterogeneidades nas propriedades do reservatório. A otimização de parâmetros operacionais, como tempos de injeção e concentração do polímero injetado, apresentou um resultado muito bom. A injeção de polímeros otimizada apresentou um aumento de mais de 300% no valor presente líquido quando comparado com a injeção de água. Portanto, a injeção de polímeros tem potencial de aplicação econômica em um campo de óleo pesado como Peregrino.

Entretanto, deve-se levar em consideração que a resposta ao tratamento polimérico no campo real (com outras heterogeneidades, aquífero ativo, irregularidades geológicas, etc) provavelmente será menos expressiva do que a apresentada no modelo conceitual simplificado de um quarto de *five-spot*.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Um modelo de campo inteiro realístico pode ser construído, utilizando dados geofísicos de poços exploratórios de Peregrino que podem ser adquiridos junto à ANP. Existe também a opção de usar um modelo de campo pronto, apenas aplicando propriedades de rocha e fluidos fiéis ao Campo de Peregrino. A partir deste novo modelo, aliado a uma modelagem econômica, é possível chegar a valores de produção de óleo incremental mais próximos da realidade. É possível, também, otimizar outros parâmetros como: número de poços injetores; número de poços produtores; posições dos poços; capacidade de produção e injeção; quantidade de poços que injetam polímeros.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim Anual de Reservas**. Rio de Janeiro. 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (Junho)**. Rio de Janeiro. 2016a.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Plano de Desenvolvimento Aprovado. Reunião da Diretoria nº 855 de 08/09/2016. Resolução nº 0704/2016**. Rio de Janeiro. 2016b.
- ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. Enhanced Oil Recovery: An Update Review. **Energies**, v. 3, p. 1529-1575, ago. 2010.
- BASTOS, G. **Bacia de Campos: Sumário Geológico e Setores de Oferta**. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, p. 13. 2015.
- BOTECHIA, V. E. **Análise de Decisão Aplicada à Injeção de Polímeros no Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado**. Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2016.
- BRITISH PETROLEUM. **BP Statistical Review of World Energy**. Londres. 2016.
- CRAFT, B. C.; HAWKINS, M. **Applied Petroleum Reservoir Engineering**. 3ª. ed. [S.l.]: Prentice Hall, 2014.
- DAKE, L. P. **Fundamentals of Petroleum Engineering**. 1ª. ed. [S.l.]: Elsevier, 1978.
- ENGELKE, B. S. **Determinação das Curvas de Permeabilidade Relativa no Escoamento de Emulsões e Óleo**. Rio de Janeiro. 2012.
- FERREIRA, V. M. **Avaliação de Métodos de Recuperação Melhorada de Petróleo para Campos Marítimos no Brasil: o Caso da Bacia de Campos**. COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2016.
- GAO, C. Advances of Polymer Flood in Heavy Oil Recovery (SPE 150384). **SPE Heavy Oil Conference and Exhibition**, Kuwait City, 12-14 dez. 2011.
- HAUGEN, E.; ØSTBYE, N. O.; GRØNVOLD T.; STRAITH K.; THETING T. G., Lessons Learned from Further Development of the Peregrino Heavy Oil Field Offshore Brazil (SPE 174341-MS). **EUROPEC**, Madrid, 1-4 jun. 2015.

JIA, C. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas classical petroleum geology theory. **Petroleum Exploration and Development**, Beijing, v. 44, p. 1-10, fev. 2017.

LOPES, M. F. B. V. **Caracterização Geológica da Província Petrolífera de Campos**. COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2004.

OLSEN, H.; SHETH K.; PESSOA R. F.; OKITA R.; CROSSLEY A.; MARTINEZ I., ESP Assisted Production Allocation in Peregrino Field (OTC 22579). **Offshore Technology Conference**, Rio de Janeiro, 4-6 out. 2011.

OLSEN, H.; SHETH K.; PESSOA R. F.; RUTTER R.; CROSSLEY A.; Successful Production Allocation through ESP performance in Peregrino Field (SPE 152391). **SPE Latin American Caribbean Petroleum Engineering Conference**, Cidade do México, 16-18 abr. 2012.

PINHEIRO, L. N. P. **Caracterização do reservatório Carapebus do campo de Peregrino, bacia de Campos, através da análise de perfis geofísicos, integrada à interpretação sísmica**. Instituto de Geociências da Universidade Federal Fluminense. Niterói. 2014.

RANJEVA, J.-M.; DAHL E.; MARTINHO F.; GONÇALVES B.; RAMOS A., Multilateral Level-5 Dual Long Horizontal Openhole Gravel Pack Completion on the Peregrino Field (SPE 170798-MS). **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Amsterdam, 27-29 out. 2014.

REGO, F. B.; BOTECHIA, V. E.; SCHIOZER, D. J. Heavy oil recovery by polymer flooding and hot-water injection using numerical simulation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Campinas, v. 153, p. 187-196, mar. 2017.

RENHA, J. F. **Simulação do processo de injeção de soluções poliméricas viscoelásticas na escala de reservatório**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Rio de Janeiro. 2015.

SCHLUMBERGER Oilfield Glossary: Viscous Fingering, 2017. Disponível em: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/v/viscous_fingering.aspx>. Acesso em: 4 maio 2017.

SHENG, J. J. **Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice**. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2011.

SHENG, J.; LEONHARDT, B.; AZRI, N. Status of Polymer-Flooding Technology. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, p. 116-126, mar. 2015.

SORBIE, K. S. **Polymer-Improved Oil Recovery**. Edinburgh: Springer Science+Business Media LLC, 1991.

ANEXO I

Tabela 5: Dados de input do Campo de Peregrino

Informações Gerais		
Informação	Dado	Referência
Nome do Campo:	Campo de Peregrino	-
Localização:	Bacia de Campos, RJ	-
Nome da Formação:	Carapebus	(Base de Dados da ANP)
Litologia:	Turbiditos (Arenitos)	(Base de Dados da ANP)
Profundidade:	7500 ft	(OLSEN, SHETH, <i>et al.</i> , 2012)
Lâmina d'água:	100m	(OLSEN, SHETH, <i>et al.</i> , 2011)
Propriedades do Reservatório		
Pressão de bolha:	740 psia	(OLSEN, SHETH, <i>et al.</i> , 2011)
Intervalo de porosidade:	25 – 30%	(RANJEVA, DAHL, <i>et al.</i> , 2014)
Porosidade média*:	26,5%	(PINHEIRO, 2014)
Saturação de Água Conata*:	27,2%	(PINHEIRO, 2014)
Intervalo de permeabilidade:	800-9000 mD	(HAUGEN, ØSTBYE, <i>et al.</i> , 2015)
Temperatura do Reservatório:	172°F	(OLSEN, SHETH, <i>et al.</i> , 2011)
Pressão Inicial do Reservatório:	3394 psi	(HAUGEN, ØSTBYE, <i>et al.</i> , 2015)
Atual Pressão do Reservatório:	3350 psi	(OLSEN, SHETH, <i>et al.</i> , 2012)
Presença de Aquífero Ativo:	Sim	(HAUGEN, ØSTBYE, <i>et al.</i> , 2015)

Presença de Capa de Gás:	Não	(OLSEN, SHETH, <i>et al.</i> , 2011)
--------------------------	-----	--------------------------------------

Propriedades dos fluidos

Grau API	14°	(Base de Dados da ANP)
Fator Volume de Formação**:	1,165	(FERREIRA, 2016)
Viscosidade:	102,8 – 142,2 cP	(Base de Dados da ANP)
Viscosidade da água**:	0,6 cP	(FERREIRA, 2016)
Razão Gás-Óleo	28 – 185 SCF/STB	(HAUGEN, ØSTBYE, <i>et al.</i> , 2015)

Dados de produção

Óleo original (OOIP)	4166,28 MMSTB	(Base de Dados da ANP)
Início da Produção:	09/2011	(Base de Dados da ANP)
Data da última tomada de dados:	03/2017	(Base de Dados da ANP)
Início da recuperação secundária (injeção de água):	03/2012	(Base de Dados da ANP)
Produção de Óleo Acumulada:	140,29 MMSTB	(Base de Dados da ANP)
Produção de Gás Acumulada:	6,973 BSCF	(Base de Dados da ANP)
Produção de Água Acumulada:	105,22 MMSTB	(Base de Dados da ANP)
Injeção de Gás Acumulada:	0	(Base de Dados da ANP)
Injeção de Água Acumulada:	93,88 MMSTB	(Base de Dados da ANP)
Produção de Óleo Atual:	32,12 MSTB/dia	(Base de Dados da ANP)
Produção de Gás Atual:	1586 MSCF/dia	(Base de Dados da ANP)
Produção de Água Atual:	41,96 MSTB/dia	(Base de Dados da ANP)
Injeção de Água Atual:	37,78 MSTB/dia	(Base de Dados da ANP)

* Dado obtido através de análise de perfis de poços do Campo de Peregrino

** Dado geral da Bacia de Campos

ANEXO II

Tabela 6: Dados de construção do modelo

Descrição do grid:	20x20x20
Dimensão de um bloco do grid:	66x66x5 ft
Data zero do modelo:	2016-1-1
Topo do grid:	7500 ft
Temperatura do reservatório:	172°F
Pressão inicial do reservatório:	3394 psi
Porosidade:	25%

Tabela 7: Valores de permeabilidade em I para todas as camadas para o Modelo 1

Camada	Permeabilidade I (mD)	Camada	Permeabilidade I (mD)
1	2000	11	4500
2	2250	12	9000
3	2500	13	9000
4	2750	14	9000
5	3000	15	4500
6	3250	16	4250
7	3500	17	4000
8	3750	18	3000
9	4000	19	2500
10	4250	20	2000

Tabela 8: Propriedades dos fluidos do sistema modelado

Propriedade	Água	Solução Polimérica	Óleo
Densidade (lbm/ft³):	62,428	62,97	60,651
Compressibilidade (1/psi):	2,783x10 ⁻⁶	3x10 ⁻⁶	4,55x10 ⁻⁶

Pressão Crítica (psi):	Padrão do CMG	Padrão do CMG	264,548
Temperatura Crítica (psi):	Padrão do CMG	Padrão do CMG	725,27
Peso Molecular:	Padrão do CMG	8000	170

Tabela 9: Relação da viscosidade dos fluidos do sistema com a pressão na temperatura do reservatório (172°F)

Pressão (psia)	Viscosidade da água (cP)	Viscosidade da solução polimérica (cP)	Viscosidade do óleo (cP)
465,57	0,6	27	124,827
725,19	0,6	27	129,307
1450,38	0,6	27	141,293
1812,98	0,6	27	147,221
2175,57	0,6	27	153,177
2538,16	0,6	27	159,188
2900,75	0,6	27	165,276
3394,00	0,6	27	173,703
3625,94	0,6	27	177,736
4351,13	0,6	27	190,649
5076,32	0,6	27	204,08
5801,5	0,6	27	218,084
6526,7	0,6	27	232,709

Tabela 10: Relação da permeabilidade relativa do óleo e da água

Saturação de água	k _{rw}	k _{ro}	Saturação de água	k _{rw}	k _{ro}
0.27	0	1	0.49	6.70E-02	0.116469
0.28	6.29E-06	0.93184	0.5	7.65E-02	0.10061

0.29	5.03E-05	0.866849	0.51	8.69E-02	8.63E-02
0.3	1.70E-04	0.804953	0.52	9.83E-02	7.33E-02
0.31	4.02E-04	0.746076	0.53	0.110525	6.18E-02
0.32	7.86E-04	0.690142	0.54	0.123775	5.15E-02
0.33	1.36E-03	0.637076	0.55	0.138044	4.24E-02
0.34	2.16E-03	0.586802	0.56	0.153369	3.45E-02
0.35	3.22E-03	0.539246	0.57	0.169789	2.76E-02
0.36	4.58E-03	0.494331	0.58	0.187341	2.17E-02
0.37	6.29E-03	0.451982	0.59	0.206063	1.67E-02
0.38	8.37E-03	0.412124	0.6	0.225992	1.26E-02
0.39	1.09E-02	0.37468	0.61	0.247166	9.17E-03
0.4	1.38E-02	0.339577	0.62	0.269624	6.44E-03
0.41	1.73E-02	0.306737	0.63	0.293402	4.31E-03
0.42	2.12E-02	0.276086	0.64	0.318539	2.72E-03
0.43	2.58E-02	0.247548	0.65	0.345071	1.57E-03
0.44	3.09E-02	0.221048	0.66	0.373038	8.05E-04
0.45	3.67E-02	0.19651	0.67	0.402477	3.39E-04
0.46	4.31E-02	0.173858	0.68	0.433425	1.01E-04
0.47	5.03E-02	0.153018	0.69	0.46592	1.26E-05
0.48	5.82E-02	0.133913	0.7	0.5	0

Tabela 11: Relação das permeabilidades relativas entre líquidos e gases

SI	k _{rg}	k _{rog}	SI	k _{rg}	k _{rog}
0.350	1	0	0.678	0.23125	0.27125
0.353	0.96125	0.00125	0.704	0.19375	0.31375
0.366	0.9225	0.0025	0.73	0.160937	0.360937
0.392	0.847187	0.007188	0.756	0.130313	0.410312
0.418	0.774687	0.014688	0.782	0.102813	0.462812
0.444	0.706562	0.026563	0.808	0.079375	0.519375
0.470	0.640625	0.040625	0.834	0.058125	0.578125

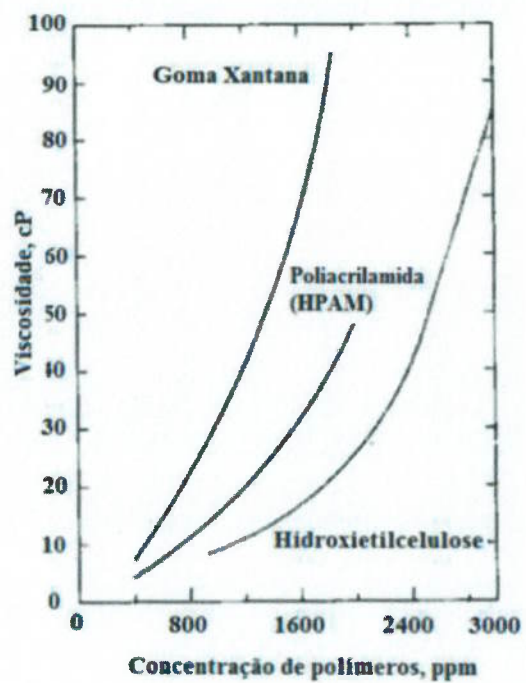
0.496	0.578125	0.058125	0.86	0.040625	0.640625
0.522	0.519375	0.079375	0.886	0.026563	0.706562
0.548	0.462812	0.102813	0.912	0.014688	0.774687
0.574	0.410312	0.130313	0.938	0.007188	0.847187
0.600	0.360937	0.160937	0.964	0.0025	0.9225
0.626	0.31375	0.19375	0.99	0	1
0.652	0.27125	0.23125			

Tabela 12: Características operacionais adotadas no modelo

Propriedade	Restrição
Mínima pressão no fundo do poço produtor:	1000 psi
Capacidade máxima de produção de líquidos no poço produtor:	2000 bbl/dia
Fração de água máxima para que se feche o poço produtor:	98%
Máxima pressão no fundo do poço injetor:	3350 psi
Capacidade máxima de injeção de água do poço injetor:	5000 bbl/dia
Data limite para abandono do projeto:	2050-1-1
Fração de polímero na solução polimérica:	0.000225%

Figura 22: Comportamento da viscosidade de alguns polímeros com relação a sua concentração.

Taxa de cisalhamento $7.3s^{-1}$, 1% de NaCl a 23,3 graus Celsius.



Fonte: (BOTECHIA, 2016)

Figura 23: Produção de óleo e água, em barris por dia, para o método de injeção de água na segunda modelagem

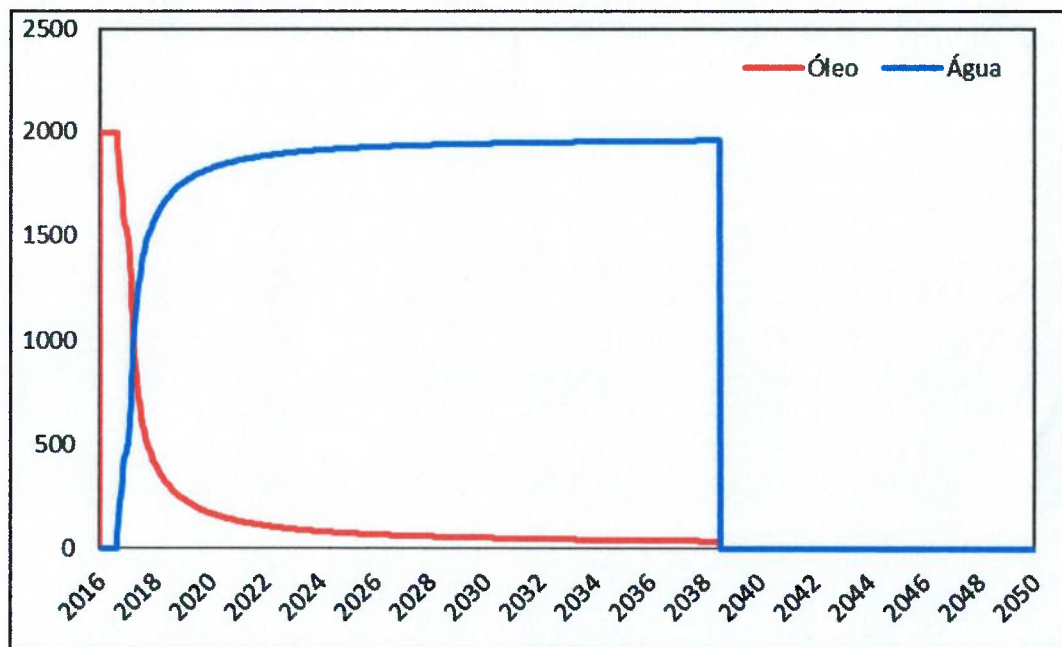
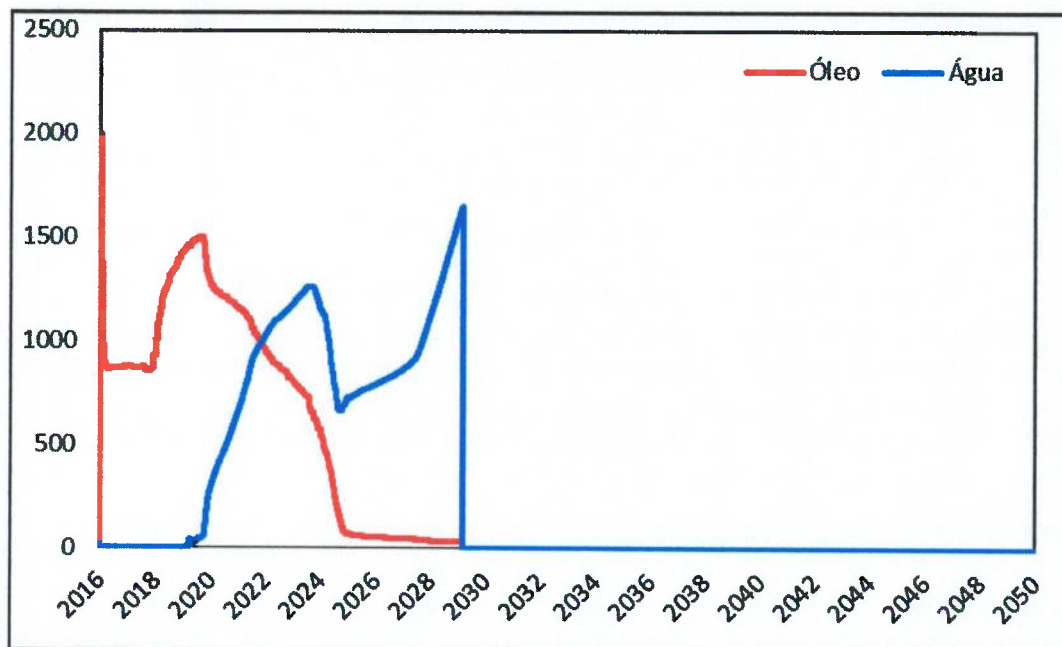


Figura 24: Produção de óleo e água, em barris por dia, para o método de injeção de polímeros otimizado, na segunda modelagem



ANEXO III

Universidade de São Paulo

Engenharia de Petróleo – Escola Politécnica

Número: 7591559

Data: 11/06/2018



Análise da aplicabilidade da injeção de polímeros em campos com óleo pesado

Resumo

Atualmente a maior parte da produção mundial de petróleo origina-se de campos maduros. No Brasil não é muito diferente. Embora a produção no pré-sal quebre recordes quase todos os meses, a exploração no pós-sal da Bacia de Campos continua crucial no cenário petrolífero brasileiro. Entretanto, já se percebe sinais de maturidade nestes campos do pós-sal. Por isso, o foco para a região torna-se a maximizar o Fator de Recuperação, ao invés de investir na perfuração de novos poços. A Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) compreende um conjunto de técnicas capazes de diminuir a quantidade de óleo residual preso dentro do reservatório, dentre estas a injeção de polímeros. O objetivo deste trabalho é analisar e otimizar a aplicação da injeção de polímeros em campos maduros de óleos pesados (baixo grau API), como observado no Campo de Peregrino. Os resultados encontrados utilizando um modelo heterogêneo simplificado de um quarto de five spot apresentaram um aumento expressivo do valor presente líquido – VPL.

Palavras-chave: Injeção de Polímeros. Óleo Pesado. EOR. Peregrino. Bacia de Campos.

Abstract

Currently, most of the world's oil production comes from mature fields. In Brazil, the situation is not different. Although the pre-salt layer breaks the production records almost every month, the Campos Basin post-salt production remains very important for the national oil industry. However, some of the post-salt fields started present signs of maturity. Hence, the focus for the region is to maximize the recovery factor, instead of investing in drilling new wells. The Enhanced Oil Recovery (EOR) comprises a group of methods capable of decreasing the amount of residual oil that remains in the reservoir. The objective of this project is to analyze and optimize the application of polymer flooding in mature fields with heavy oil (low API degree), as observed at the Peregrino Field. The results presented by a simple heterogeneous quarter of five spot model showed a

substantial improvement of the net present value – NPV.

Keywords: Polymer Flooding. Heavy oil. EOR. Peregrino Field. Campos Basin.

1. Introdução

É inegável a importância da indústria do petróleo na sociedade em que vivemos. Segundo o Relatório Estatístico da BP (British Petroleum), aproximadamente 85% do consumo mundial de energia é proveniente de combustíveis fósseis, sendo o óleo responsável por cerca de um terço do total. Por se tratar de uma fonte de energia não renovável, para manter um “consumo sustentável” é necessário descobrir pelo menos o mesmo volume de óleo produzido. O autor James Sheng (2011) realizou um cálculo simples que ajuda a perceber a dimensão deste desafio da indústria do petróleo: a produção mundial de óleo é de aproximadamente 92 milhões de barris por dia, segundo o Relatório Estatístico da BP, que representa uma produção anual de cerca de 33,5 bilhões de barris. O volume de reservas provadas da Bacia de Campos em 2015, segundo o Boletim Anual de Reservas da ANP, é de 1.037,32 milhões de metros cúbicos de óleo, ou 6,5 bilhões de barris. Isto significa que é necessário descobrir mais de cinco “Bacias de Campos” atuais por ano para que o consumo de petróleo seja considerado “sustentável”.

Atualmente, a maior parte da produção mundial de petróleo origina-se de campos maduros. Com a queda do número de novas descobertas durante as últimas décadas, acredita-se que técnicas que aumentam o fator de recuperação em campos maduros serão essenciais para atender a demanda energética nos próximos anos (ALVARADO e MANRIQUE, 2010). Além disto, grande parte das reservas encontradas recentemente é considerada não convencional, como o óleo pesado venezuelano e o gás de folhelho americano.

O rápido desenvolvimento de reservas não convencionais de óleo e gás durante a última década causaram grandes mudanças na estrutura de oferta e demanda, métodos de recuperação e inovação técnica na indústria do petróleo. Observa-se um considerável aumento da importância do papel dessas reservas na produção mundial de petróleo, alavancado pela produção comercial de areias betuminosas, de metano adsorvido no carvão (CBM, do inglês Coalbed Methane) e de gás de folhelho (JIA, 2017). Reservas não convencionais, como o próprio nome sugere, exigem a aplicação de técnicas especiais para recuperação do petróleo, consequência das dificuldades causadas por propriedades das rochas presentes (como baixa permeabilidade da rocha reservatório), ou propriedades dos fluidos (como alta viscosidade).

Sob este contexto, diversos pesquisadores de empresas da indústria petrolífera e universidades começaram a dar maior atenção às técnicas abrangidas pela Recuperação Avançada de Petróleo, ou EOR (do inglês, Enhanced Oil Recovery). Este grupo de técnicas tem como objetivo facilitar a extração do petróleo através de intervenções no reservatório que alterem propriedades ou interações entre a rocha, o óleo e a água (SHENG, 2011). Normalmente, utiliza-se EOR quando os métodos de recuperação secundária, como injeção imiscível de água ou gás, se mostram ineficientes ou esgotados (CRAFT e HAWKINS, 2014).

As técnicas EOR abrangem diversos mecanismos diferentes para a extração de petróleo. Dentre eles, os mais conhecidos são a injeção de calor, de compostos químicos, de micro-organismos e a injeção miscível de gases (SHENG, 2011). O foco deste trabalho será os métodos químicos, ou CEOR (do inglês, Chemical Enhanced Oil Recovery), em especial a injeção de polímeros. Esta técnica visa a melhorar a eficiência de varrido da injeção da água no reservatório. Para isso, é adicionado polímero à água injetada, aumentando a viscosidade do fluido deslocante.

Este aumento melhora a razão de mobilidade do sistema, que está diretamente relacionada à eficiência de varrido de um reservatório (ENGELKE, 2012).

Alguns campos da Bacia de Campos, atualmente a principal bacia sedimentar produtora de petróleo do país, apresentam-se em considerável estado de maturidade. Por esta razão, projetos de aplicação de EOR nestes campos começam a ser considerados. Este trabalho irá investigar a aplicação de injeção de polímeros no Campo de Peregrino, pois este apresenta características favoráveis para a aplicação do método.

1.1. Objetivo

Analisar e otimizar a aplicação da injeção de polímeros em campos maduros de óleos pesados (baixo grau API) com o objetivo de maximizar o valor presente líquido do projeto, utilizando como estudo de caso o Campo de Peregrino.

2. Metodologia

Passo 1: Pesquisa de informações do Campo de Peregrino em base de dados públicas, como temperatura e pressão do reservatório, porosidade, permeabilidade, profundidade, viscosidade e densidade do óleo;

Passo 2: Criação de um modelo conceitual simplificado de um quarto de five-spot no software de simulação composicional STARS, do grupo CMG;

Passo 3: Aplicação das informações do campo ao modelo, tornando-o representativo ao Campo de Peregrino;

Passo 4: Otimização dos tempos de injeção de polímeros;

Passo 5: Otimização da concentração do polímero injetado;

Passo 6: Comparação do caso otimizado de injeção de polímeros com a injeção de água.

3. Resultados

O modelo criado a partir das características de Peregrino, após ser exposto a uma série de simulações e algoritmos de otimização, apresentou os seguintes resultados.

3.1. Otimização dos tempos de injeção

Cada um dos vinte cenários de tempos foi simulado, os resultados foram inseridos no modelo econômico e foi recolhido o valor presente líquido. No final, o maior VPL foi escolhido como caso base. A Tabela 1 apresenta os resultados para cada cenário.

Tabela 13: VPL para os diferentes cenários de tempos de injeção

VPL (USD mn)		Tempo de injeção de polímeros (anos)				
		0.25	0.50	1.50	2.50	3.50
Tempo de injeção de água anterior ao polímero (anos)	0.0	21.0	26.8	33.2	32.5	31.8
	0.5	20.7	25.9	31.9	31.2	30.5
	1.0	19.8	26.6	30.8	30.0	29.3
	1.5	20.7	26.3	29.9	29.1	28.4

3.2. Otimização da concentração de polímeros

Selecionados os tempos de injeção ótimos (um ano e meio injetando polímeros imediatamente após iniciar a produção), o modelo foi inserido no software de otimização CMOST para que fosse encontrada a concentração de polímeros ótima. A Figura 25 apresenta todos os testes realizados pelo CMOST, assim como a concentração ótima de 1256 ppm.

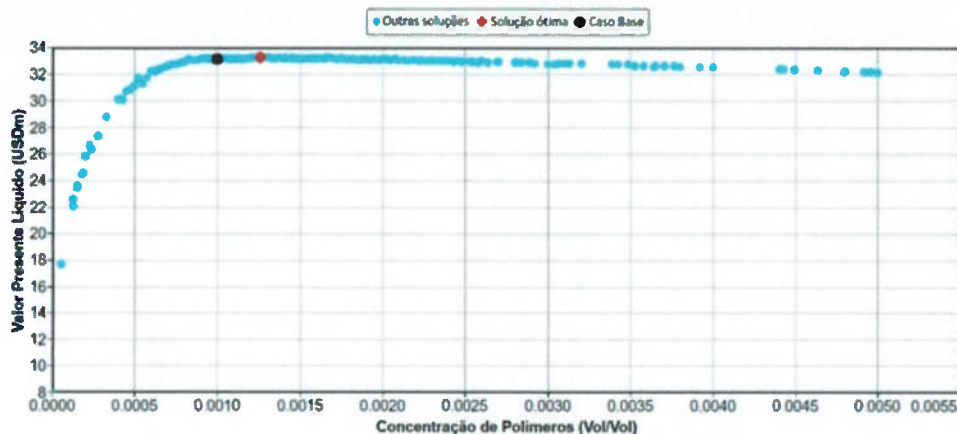


Figura 25: Resultado do processo de otimização da concentração de polímeros

3.3. Comparação do VPL do projeto

Por fim, o modelo otimizado é comparado com o caso de injeção de água. O valor presente líquido foi significativamente aumentado, de 8,09 milhões de dólares para 33,29. A Figura 26 apresenta a evolução do valor presente líquido para ambos os casos.

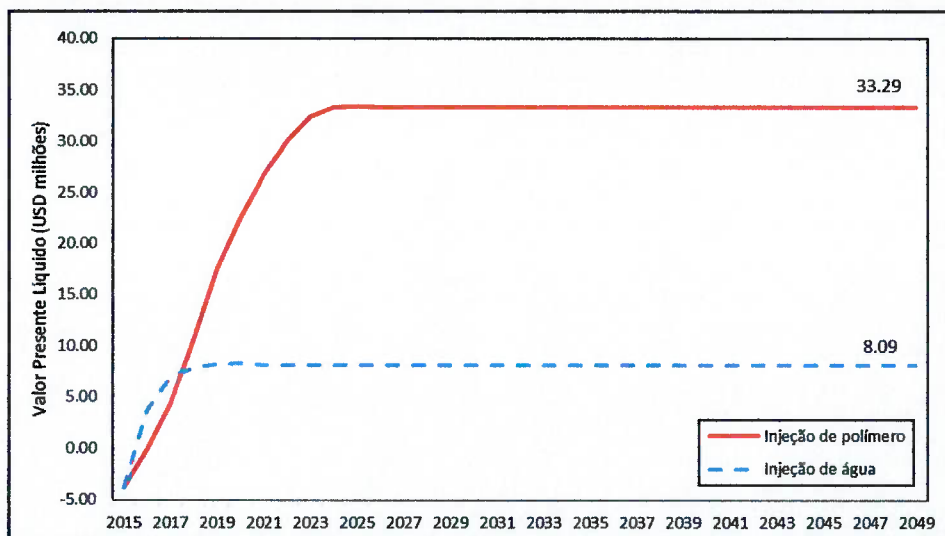


Figura 26: Fluxo de caixa descontado para a injeção de polímeros otimizada e a injeção de água

4. Conclusão

O objetivo deste trabalho foi estudar e avaliar a injeção de polímeros como forma de maximizar o valor presente líquido de um projeto em um campo com óleo pesado, através da maximização do fator de recuperação de óleo. O aumento da produção de petróleo, sob as mesmas condições de reservatório, mesmas condições operacionais e mesmo tempo de operação foi significativo na primeira modelagem, que era simplificada e tinha o objetivo de mostrar o efeito da injeção de polímeros em reservatórios com camadas de permeabilidades extremamente diferentes. Uma diferença de aproximadamente 20% entre os fatores de recuperação, que foi observada nesta etapa, para um campo com as dimensões do Campo de Peregrino, pode significar uma produção adicional de ordem de grandeza de centenas de milhões de barris.

O sucesso desta primeira etapa estimulou o avanço do estudo em uma modelagem mais próxima da realidade, como heterogeneidades nas propriedades do reservatório. A otimização de parâmetros operacionais, como tempos de injeção e concentração do polímero injetado, apresentou um resultado muito bom. A injeção de polímeros otimizada apresentou um aumento de mais de 300% no valor presente líquido quando comparado com a injeção de água. Portanto, a injeção de polímeros tem potencial de aplicação econômica em um campo de óleo pesado como Peregrino.

Entretanto, deve-se levar em consideração que a resposta ao tratamento polimérico no campo real (com outras heterogeneidades, aquífero ativo, irregularidades geológicas, etc) provavelmente será menos expressiva do que a apresentada no modelo conceitual simplificado de um quarto de five-spot.

5. Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim Anual de Reservas**. Rio de Janeiro. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (Junho)**. Rio de Janeiro. 2016a.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Plano de Desenvolvimento Aprovado. Reunião da Diretoria nº 855 de 08/09/2016. Resolução nº 0704/2016.** Rio de Janeiro. 2016b.

ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*, v. 3, p. 1529-1575, ago. 2010.

BASTOS, G. **Bacia de Campos: Sumário Geológico e Setores de Oferta.** Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, p. 13. 2015.

BOTECHIA, V. E. **Análise de Decisão Aplicada à Injeção de Polímeros no Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado.** Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2016.

BRITISH PETROLEUM. **BP Statistical Review of World Energy.** Londres. 2016.

CRAFT, B. C.; HAWKINS, M. **Applied Petroleum Reservoir Engineering.** 3ª. ed. [S.l.]: Prentice Hall, 2014.

DAKE, L. P. **Fundamentals of Petroleum Engineering.** 1ª. ed. [S.l.]: Elsevier, 1978.

ENGELKE, B. S. **Determinação das Curvas de Permeabilidade Relativa no Escoamento de Emulsões e Óleo.** Rio de Janeiro. 2012.

FERREIRA, V. M. **Avaliação de Métodos de Recuperação Melhorada de Petróleo para Campos Marítimos no Brasil: o Caso da Bacia de Campos.** COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2016.

GAO, C. Advances of Polymer Flood in Heavy Oil Recovery (SPE 150384). **SPE Heavy Oil Conference and Exhibition**, Kuwait City, 12-14 dez. 2011.

HAUGEN, E.; ØSTBYE, N. O.; GRØNVOLD T.; STRAITH K.; THETING T. G., Lessons Learned from Further Development of the Peregrino Heavy Oil Field Offshore Brazil (SPE 174341-MS). **EUROPEC**, Madrid, 1-4 jun. 2015.

JIA, C. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas classical petroleum geology theory. **Petroleum Exploration and Development**, Beijing, v. 44, p. 1-10, fev. 2017.

LOPES, M. F. B. V. **Caracterização Geológica da Província Petrolífera de Campos.** COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2004.

OLSEN, H.; SHETH K.; PESSOA R. F.; OKITA R.; CROSSLEY A.; MARTINEZ I., ESP Assisted Production Allocation in Peregrino Field (OTC 22579). **Offshore Technology Conference**, Rio de Janeiro, 4-6 out. 2011.

OLSEN, H.; SHETH K.; PESSOA R. F.; RUTTER R.; CROSSLEY A.; Successful Production Allocation through ESP performance in Peregrino Field (SPE 152391). **SPE Latin American Caribbean Petroleum Engineering Conference**, Cidade do México, 16-18 abr. 2012.

PINHEIRO, L. N. P. **Caracterização do reservatório Carapebus do campo de Peregrino, bacia de Campos, através da análise de perfis geofísicos, integrada à interpretação sísmica.** Instituto de Geociências da Universidade Federal Fluminense. Niterói. 2014.

RANJEVA, J.-M.; DAHL E.; MARTINHO F.; GONÇALVES B.; RAMOS A., Multilateral Level-5 Dual Long Horizontal Openhole Gravel Pack Completion on the Peregrino Field (SPE 170798-MS). **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Amsterdam, 27-29 out. 2014.

REGO, F. B.; BOTECHIA, V. E.; SCHIOZER, D. J. Heavy oil recovery by polymer flooding and hot-water injection using numerical simulation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Campinas, v. 153, p. 187-196, mar. 2017.

RENHA, J. F. **Simulação do processo de injeção de soluções poliméricas viscoelásticas na escala de reservatório.** Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Rio de Janeiro. 2015.

SCHLUMBERGER Oilfield Glossary: Viscous Fingering, 2017. Disponível em: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/v/viscous_fingering.aspx>. Acesso em: 4 maio 2017.

SHENG, J. J. **Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice**. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2011.

SHENG, J.; LEONHARDT, B.; AZRI, N. Status of Polymer-Flooding Technology. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, p. 116-126, mar. 2015.

SORBIE, K. S. **Polymer-Improved Oil Recovery**. Edinburgh: Springer Science+Business Media LLC, 1991.