



**ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE MINAS E DE PETRÓLEO**

**ERIKY YUKIO KUNITAKE**

**Análise técnico-econômica da água utilizada na injeção com polímeros em  
reservatórios de petróleo**

**Santos**

**2020**



**ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE MINAS E DE PETRÓLEO**

**ERIKY YUKIO KUNITAKE**

**Análise Técnico-Econômica da Água Utilizada na Injeção com Polímeros em  
Reservatórios de Petróleo**

**Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para  
obtenção do título de graduado em  
Engenharia de Petróleo**

**Orientador: Prof. Dr. Marcio Augusto  
Sampaio Pinto**

**Santos**

**2020**



**ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE MINAS E DE PETRÓLEO**

**ERIKY YUKIO KUNITAKE**

**Análise Técnico-Econômica da Água Utilizada na Injeção com Polímeros em  
Reservatórios de Petróleo**

**Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para  
obtenção do título de graduado em  
Engenharia de Petróleo**

**Área de concentração:**

**Engenharia de Reservatórios**

**Orientador: Prof. Dr. Marcio Augusto  
Sampaio Pinto**

**Santos**

**2020**

## Catalogação-na-publicação

Kunitake, Eriky Yukio

Análise Técnico-econômica da água utilizada na injeção com polímeros  
em reservatórios de petróleo / E. Y. Kunitake -- São Paulo, 2020.  
75 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São  
Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo.

1.Engenharia de Petróleo 2.Engenharia de Reservatórios 3.Injeção de  
água 4.Injeção de polímeros 5.Avaliação técnico-econômica I.Universidade de  
São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo  
II.t.

## AGRADECIMENTOS

Ao Professor Doutor Marcio Augusto Sampaio Pinto, que aceitou o convite para orientar este trabalho de conclusão de curso.

À Professora Doutora Patricia Helena Lara dos Santos Matai, chefe do Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, e à Professora Doutora Regina Meyer Branski, coordenadora do curso de Engenharia de Petróleo, em nome das quais cumprimento todo o honroso corpo docente do Departamento pelo empenho e dedicação diários ao ensino, à pesquisa e à extensão na Poli-Santos ao longo dos últimos anos.

À Rosângela Cardoso Tavares e à Regiane Isabel da Silva, em nome das quais cumprimentos todos os funcionários e funcionárias da Poli-Santos, que sempre cuidaram para que docentes e discentes pudessem desempenhar as suas funções da melhor forma possível.

À Professora Doutora Liedi Légi Bariani Bernucci e ao Professor Doutor José Roberto Castilho Piqueira, diretora (desde 2018) e diretor (2014-2018) da Escola Politécnica da USP, que não pouparam esforços e recursos que estivessem ao seu alcance para fazer da Poli-Santos um polo acadêmico, científico e tecnológico referência na Baixada Santista e que vem formando excelentes engenheiros e engenheiras.

Por último, mas não menos importante, aos amigos e amigas que fiz ao longo de todos os anos de graduação e que levarei para toda a vida. Com eles, compartilhei vivências enriquecedoras, dentro e fora da sala de aula ou do laboratório, e que ajudaram a moldar a pessoa que sou hoje.

Jamais considere seus estudos como uma obrigação, mas como uma oportunidade invejável para aprender a conhecer a influência libertadora da beleza do reino do espírito, para seu próprio prazer pessoal e para proveito da comunidade à qual seu futuro trabalho pertencer.

Albert Einstein

## RESUMO

O método de injeção de polímeros vem sendo constantemente empregado na indústria, de forma a melhorar a recuperação dos campos de petróleo e essa técnica compreende um dos métodos de recuperação secundária especial de óleo, cujo princípio baseia-se no aumento da viscosidade da água injetada, que resultará na melhoria da eficiência de varrido e, consequentemente, no volume de óleo recuperado. Nesse trabalho, desenvolveu-se uma metodologia para avaliar a viabilidade técnica e econômica da água utilizada na injeção de polímeros proveniente de três principais origens diferentes: 1) água do mar, 2) água produzida do reservatório e reinjetada (água de formação) e 3) água dessalinizada na plataforma. A salinidade presente na água impacta decisivamente na eficiência do polímero, ao mesmo tempo que cada uma implica em custos diferentes. Dessa forma, este projeto visa realizar uma análise cuidadosa da influência dessas três formas de obtenção da água que será utilizada na injeção com polímeros. Para isto, foi utilizado um modelo de reservatórios próprio para análise da influência da salinidade no desempenho dos polímeros, fazendo uma ilustração com as características do campo de Peregrino, operado pela empresa Equinor na Bacia de Campos. Para as simulações, utilizou-se os softwares do *Computer Modelling Group* (CMG). A partir dos resultados tanto da análise técnica (volume de óleo recuperado) quanto da análise econômica (maior valor presente líquido, VPL), foi possível observar que a utilização da água de baixa salinidade apresentou os melhores resultados, com um volume recuperado 7,8% superior e um VPL mais de 5,8 vezes maior do que quando se utilizou água de formação e água injetada de mesma salinidade, que apresentou os piores resultados.

**Palavras chave:** Recuperação avançada, injeção de polímeros, água de injeção.

## ABSTRACT

The polymer flood method has been constantly employed in the industry, in order to improve the recovery of petroleum fields and this technique comprises one of the enhanced oil recovery methods, whose principle is based on the increase in viscosity of the flooded water, what will result in an increase in swept efficiency and, consequently, in the volume of oil recovered. In this paper, it is sought to develop a methodology to evaluate the technical and economic viability of the water used in the polymers flood from three main different sources: 1) sea water, 2) water produced from the reservoir, reinjected (formation water), and 3) desalinated water on the platform. The salinity present in the water affects decisively the efficiency of the polymer, at the same time that each one implies in different costs. In this way, this project aims to conduct a cautious analysis of the influence of these three ways of obtaining the water that will be used in the flood with polymers. For this, it was used a specific reservoir model for the analysis of the influence of salinity on the polymers performance, making an illustration with the characteristics of the Peregrino field, operated by Equinor company in Santos Basin. For the simulations, it was used the Computer Modelling Group (CMG). From both technical analysis (volume of recovered oil) and economic (higher net present value, NPV), it was possible to observe that the usage of low salinity water presented the best results, with a recovered volume 7,8% higher and a NPV of more than 5,8 times higher than when formation water with water of the same salinity was used, which presented the worst results.

**Keywords:** Enhanced recovery, polymer flood, water flood.

## Sumário

1. Introdução .....	10
2. Revisão Bibliográfica .....	13
3. Metodologia .....	22
3.1. Análise técnica .....	22
3.2. Análise econômica .....	23
4. Resultados e Discussão .....	26
5. Conclusão .....	39
6. Referências Bibliográficas .....	40
APÊNDICE I .....	42
APÊNDICE II .....	62
APÊNDICE III .....	66

## 1. Introdução

A demanda por energia vem fazendo com que as economias desenvolvam tecnologias, através dos quais espera-se o aumento da produção de petróleo. Em outras palavras, busca-se constantemente por mecanismos capazes de aumentar o volume recuperado de óleo, para que seja possível o atendimento à crescente demanda mundial por esse tipo de recurso (Botechia, 2016).

O óleo armazenado na rocha reservatório pode ser extraído pelos mecanismos naturais de produção ou métodos de recuperação primária, onde se utiliza a energia natural contida no reservatório para explotar o óleo. Já a recuperação secundária convencional, consiste em métodos artificiais através dos quais é feita a suplementação de pressão no reservatório simulando os mecanismos naturais, por meio da injeção de água, por exemplo. Por fim, podem ser aplicados métodos de recuperação secundária especial ou avançada (do inglês *enhanced oil recovery*, sigla EOR), em que são empregadas técnicas na tentativa de recuperar o óleo remanescente no reservatório, ou seja, objetiva-se recuperar o óleo adicional de campos maduros (Rosa *et al.*, 2011). Estudos recentes demonstraram a possibilidade de essa técnica ser empregada logo no início dos projetos, aumentando-se a eficiência na recuperação e também no retorno econômico (Botechia, 2016).

Segundo Gao (2011), os métodos térmicos de recuperação, como por exemplo, a injeção de água quente e vapores de água, compreendem as estratégias de maiores sucessos na recuperação de óleo pesado. Todavia, esses métodos não são eficientes para reservatórios com finas camadas e profundos e inviável em campos offshore devido à perda de calor ao percorrer a lâmina d'água (Machado *et. al*, 2019), o que viabilizou a investigação da técnica de injeção de polímeros como método de recuperação do óleo pesado.

Além do mais, são observados problemas de digitação viscosa (do inglês *finger*) ao empregar a injeção de água nesses tipos de reservatórios, contribuindo para que sejam criados *fingers* de água no processo de varrido do óleo, e como consequência, grande parte do óleo permanece intacta no reservatório. Novamente, tem-se condições favoráveis para a utilização da técnica de injeção de polímeros, pois são capazes de uniformizar o avanço da frente de água ao reduzir a diferença de mobilidade da água em relação ao óleo, através do aumento da viscosidade da água.

No entanto, fatores técnicos e econômicos devem ser observados, pois a remoção do óleo com altas viscosidades demandará altas concentrações da solução polimérica para se reduzir a razão de mobilidade, o que irá resultar em uma dificuldade maior de injeção e aumento dos custos requeridos com produtos químicos (Wang e Dong, 2009).

A recuperação avançada por meio da injeção de polímeros compreende um método químico, no qual é feita a adição de polímeros à água de injeção e como resultado da injeção dessa mistura, tem-se uma melhoria do processo de varrido do óleo no reservatório, elevando a eficiência do processo de recuperação (Rosa *et al.*, 2011).

Estudos de métodos como esse tem-se mostrado essenciais para a indústria petrolífera, pois é real a necessidade por aprimoramento, otimização e viabilização dessa técnica. Para tanto, torna-se necessário o desenvolvimento de estudos mais complexos, capazes de verificar os riscos envolvidos nessas operações, e antecipadamente, criar condições para que sejam contornados, tornando o projeto mais atrativo economicamente (Botechia, 2016).

Segundo Needham e Doe (1987), a técnica contribui com o incremento do fator de recuperação de petróleo, sob influência de três parâmetros: a razão de mobilidade, o efeito dos polímeros no fluxo fracionário e o desvio da água injetada nas zonas já varridas.

A injeção de polímeros é mais aplicável em reservatórios que não apresente muitas heterogeneidades que impeçam um fluxo mais linear entre o ponto de injeção e o ponto de produção e boa permeabilidade, acima de 10mD. Além do mais, as operações de injeção de polímeros, assim como grande parte das atividades de exploração de petróleo são complexas e possuem custos significativamente altos e que demandarão um amplo estudo prévio da geologia e da engenharia empregada (Rosa *et al.*, 2011).

A utilização da injeção de água com polímeros como método de recuperação secundária especial tem grandes potenciais na exploração de petróleo, em especial quando é aplicado em campos de óleo pesado, ou seja, grau API no intervalo de 10 a 20 (USGS).

No Brasil, o campo de Peregrino é um excelente exemplo de campo de óleo pesado (14 graus API), com grandes reservas, estimadas entre 300 e 600 milhões de barris recuperáveis (Offshore Energy, 2015), lâmina d'água de baixa profundidade (ANP, 2016), entre outros, o que leva à possibilidade de aplicação de injeção de polímeros como método de recuperação para melhorar a eficiência de varrido do fluxo de água. Em campos como este, métodos térmicos se tornam inviáveis economicamente, pois exigiriam uma ampla planta de geração de vapor na plataforma, necessitando muito espaço e apresentando alto custo.

Esse trabalho se justifica pelo desenvolvimento de uma metodologia que avalie adequadamente a eficiência técnica e econômica da injeção de polímeros, levando em conta a variação da salinidade de acordo com a origem da água utilizada na injeção. Poucos estudos com essa abordagem são encontrados na literatura. A água do mar, de baixo custo, apresenta alta disponibilidade e alta salinidade, o que demandaria altas concentrações de polímeros, o que pode inviabilizar o projeto. A água de reinjeção vai depender da quantidade de água produzida pelos poços e da salinidade característica da água presente no reservatório e/ou aquífero. E por último, se a água for dessalinizada na plataforma, demandaria também elevado custo com a dessalinização. Para isso se utilizará a simulação numérica de reservatórios com os resultados aplicados em uma ilustração com as características do campo de Peregrino, considerando custos praticados pela indústria.

Finalmente, este trabalho visa realizar uma análise técnico-econômica dos resultados de produção de reservatórios de petróleo que façam uso de injeção de água com polímeros como método de recuperação secundária especial, levando em consideração as diferentes salinidades da água, de acordo com a sua proveniência (água do mar, água de formação ou água de baixa salinidade).

Por fim, buscou-se também validar a robustez da metodologia proposta para as análises, de forma que exista certa flexibilidade para a sua adaptação a outros casos, considerando diferentes cenários dos abordados neste estudo.

## 2. Revisão Bibliográfica

Alzayer e Sohrabi (2013) destacam o fato de que um vasto número de pesquisas já foi feito sobre a injeção de água de baixa salinidade em reservatórios de óleo leve (convencionais), mas o mesmo não acontece para reservatórios de óleo pesado (não-convencionais). Considerando um óleo pesado de 20° API, as simulações numéricas mostraram melhora de aproximadamente 5% na recuperação do volume de óleo original do reservatório (OOIP, do inglês *Original Oil In Place*) com a injeção de água de baixa salinidade, enquanto, combinada com a injeção de polímeros, a melhora foi de 7,5% a 10% em relação ao volume de óleo original do reservatório.

Além disso, apresentam uma discussão acerca da definição de óleo pesado, baseado na viscosidade e grau API do óleo em questão. O Serviço Geológico dos Estados Unidos (U.S. Geological Survey - USGS) define o conceito de óleo pesado com base na sua composição química rica em asfaltenos, definindo o limite superior de 22° API e viscosidade de 100 cp.

Outra importante definição apresentada por Alzayer e Sohrabi (2013) diz respeito à salinidade da água utilizada na injeção. Água de alta salinidade foi considerada como aquela com concentração de sal acima de 50.000 ppm e de muito baixa salinidade abaixo de 1.000 ppm, sendo que, para um impacto positivo da salinidade na produção, o Total de Sais Dissolvidos (TSD) deve estar entre 1.000 ppm e 2.000 ppm. Para um bom aproveitamento da injeção de polímeros, os autores elencaram algumas características necessárias, como saturação de óleo maior que 30%, viscosidade do óleo menor que 100 cp, permeabilidade do reservatório acima de 20mD, espessura do reservatório com óleo maior que 10 ft e temperatura do reservatório menor que 200°F. Por fim, finalizam sinalizando a importância da locação estratégica dos poços injetores no reservatório, de forma a maximizar o contato com o mesmo e confirmando a eficiência do método, a partir da simulação numérica, não comprovada em laboratório.

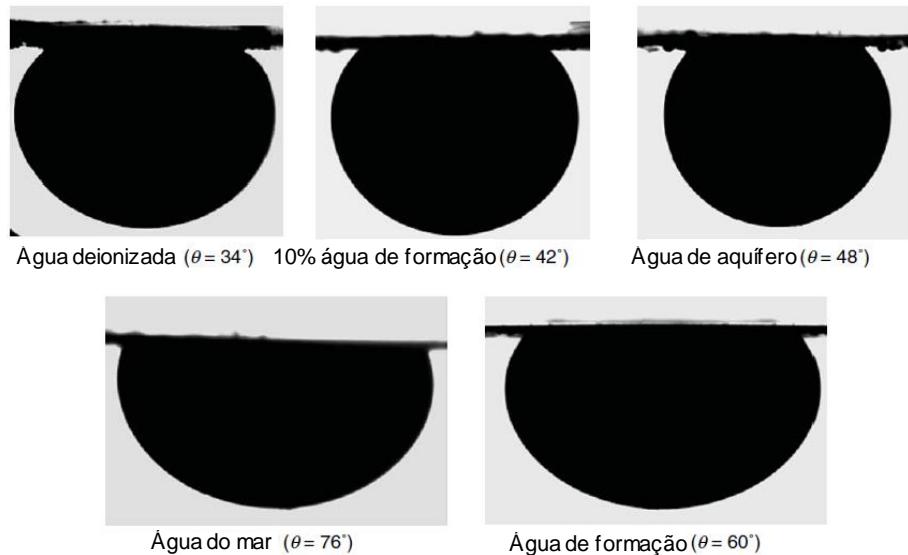
Gran et. al. (1986), estabeleceu quatro especificações para a água injetada, que dependem das características do reservatório explorado. A água deve estar suficientemente livre de partículas suspensas, de modo que os poços injetores não sejam obstruídos, de oxigênio dissolvido para minimizar a corrosão dos equipamentos de injeção e tubulações e completamente livre de microorganismos vivos que

causariam a obstrução de equipamentos e poços de injeção. Em instalações offshore, o espaço na plataforma é escasso e peso desnecessário de equipamentos geram custos. O aperfeiçoamento do tamanho de sistemas convencionais de tratamento e injeção de água é uma área promissora para a introdução de novas tecnologias.

Injetar água do mar ou água produzida do reservatório muito provavelmente não atende às três primeiras características acima, ainda que deva diminuir significativamente o espaço e peso dos equipamentos envolvidos na sua injeção. Já a água dessalinizada na plataforma tem sua composição controlada com maior facilidade e acurácia, no entanto, exige mais equipamentos para o seu processamento. Heraiba e Allam (1989), descrevem os componentes da injeção de água: bombas de elevação de água do mar, pacote de eletrocloração, pacote de filtragem de água do mar, pacote de deaeração, bombas de reforço, pacote de bombas de injeção de alta pressão, sistema de distribuição e sistema de controle e aquisição de dados da água injetada. A complexidade do layout das plantas de injeção de água representa um desafio no sentido de otimizar o tamanho dessa planta de forma que possa ser acomodada na plataforma de produção e ainda assim comportar diferentes processos, variando entre transformações físicas e químicas, como tratamento de eletrocromação, filtragens e bombeamento.

A injeção de água de baixa salinidade tem como um dos objetivos alterar a molhabilidade das rochas aumentando a característica de molhável à água, por conta do efeito de alterar a força iônica nas cargas eletrocinéticas, o que é medido pela técnica do potencial Zeta (Nasralla, Bataweel e Nasr-El-Din, 2013). Os resultados obtidos confirmam a hipótese de que quanto menor a salinidade, menor o ângulo de contato, ou seja, mais molhável à agua, se comparado com água de maior salinidade, como pode ser observado na Figura 1 a seguir.

Figura 1 - Ângulo de contato para cada tipo de água, de diferentes concentrações salinas.



Fonte: Adaptado de Nasralla, Bataweel e Nasr-El-Din (2013)

Outros fatores que afetam o ângulo de contato e, portanto, a molhabilidade, são a pressão e a temperatura. Para um menor ângulo de contato, menor deve ser a temperatura e maior a pressão. Concluindo, quanto maior a capacidade de alterar a molhabilidade de molhável a óleo para molhável a água, ou seja, diminuir o ângulo de contato do óleo com a parede dos poros, maior será o fator de recuperação, o que acontece, nesse estudo, com a água deionizada (Nasralla, Bataweel e Nasr-El-Din, 2013).

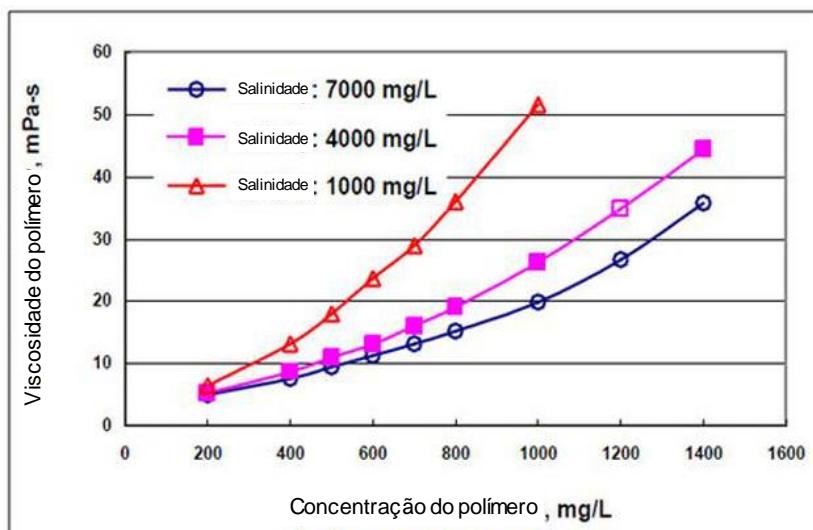
Conforme as reservas de óleo leve vão se esgotando, cada vez mais as empresas investem na exploração e produção de reservatórios não convencionais, de óleo pesado. Contudo, como Alzayer e Sohrabi (2013) elencaram, o uso de polímeros não é eficiente em reservatórios com óleo cuja viscosidade é maior que 100 cp, mas além disso, outros fatores devem ser levados em consideração. O maior domínio das técnicas envolvidas na utilização de poços horizontais potencializou os efeitos da injeção de polímeros, induzindo fatores de recuperação em reservatórios de óleo pesado de mais de 20% para óleos pesados, em média, frente a casos onde a recuperação não passou de 10% sem a aplicação de métodos de recuperação secundária especial (Gao, 2011).

Al Hashem et. al. (2006) avaliam a aplicação de polímeros ambientalmente amigáveis em campos no Kuwait. A Autoridade Pública Ambiental estabeleceu regras

mais rígidas em relação ao descarte da água e em alguns casos, por conta do polímero utilizado, mesmo tratada, a água ainda não atingia as especificações necessárias para o seu descarte. Diferentes composições de água, provenientes de fontes diferentes, devem ter a sua compatibilidade analisada em relação aos polímeros com os quais serão misturados, dependendo especialmente dos íons presentes na sua composição.

Dentre os íons mais pesquisados por estudos laboratoriais, estão  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Mg}^{+2}$ ,  $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{BO}_3^{-3}$  e  $\text{PO}_4^{-3}$ , que por conta da sua alta carga iônica catalisam a interação fluido - fluido no reservatório, tendo o sulfato se mostrado o mais eficiente para o aumento da viscosidade dentre eles na aplicação em reservatórios carbonáticos ou areníticos (Tahir et. al, 2019). Conforme a salinidade aumenta, a distância entre a cadeia polimérica e os íons diminui o que neutraliza melhor as cargas, diminuindo a viscosidade do polímero (Dong et. al, 2008), como mostra a Figura 2 a seguir:

Figura 2 – Variação da viscosidade do polímero pela concentração e salinidade



Fonte: Adaptado de Dong et. al (2008)

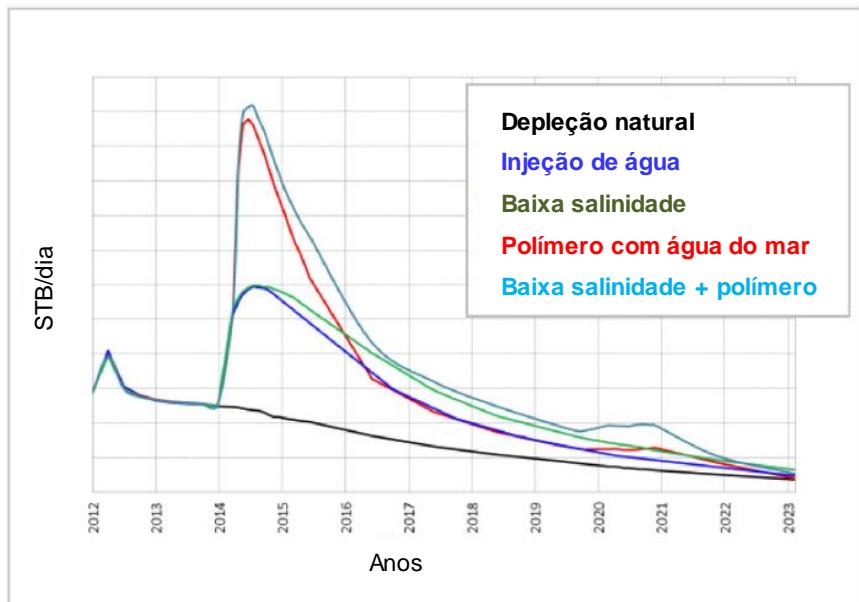
A degradação dos polímeros a altas temperaturas foi o assunto abordado por Rego et. al. (2017). A injeção de água quente pode ser desejável para diminuir a viscosidade de óleos pesados, facilitando o escoamento, aumentando a produção e, consequentemente, o valor presente líquido do projeto, ainda que a eficiência de varrido seja baixa. Por outro lado, a injeção de polímeros aumenta a eficiência de varrido, uma vez que altera as propriedades de mobilidade dos fluidos no meio poroso, mas possui baixa injetividade e alto custo. A mistura de água com polímero apresentou

melhor desempenho quando injetada a 100°C, pois a partir dessa temperatura o polímero começa a se degradar, o que diminui a sua eficiência. Sem a adição de polímeros, a temperatura que apresentou melhor desempenho foi 200°C. Comparando os dois casos, a partir dos dados das simulações numéricas realizadas pelos autores, estes concluíram que a melhor alternativa é mesmo a injeção de polímeros a 100°C por conta das dificuldades técnicas e custos envolvidos em se trabalhar com maiores temperaturas.

Outro fator que deve ser levado em consideração ao optar por reduzir a viscosidade do óleo pesado do reservatório através do aquecimento da água ou dos polímeros, é a forma com a qual esse calor será gerado e quanto isso custará para o projeto como um todo. Szasz e Thomas (1965) indicam que o custo de energia elétrica pode chegar a \$3,00/MMBtu para os valores da época, ao passo que há outras alternativas possíveis como os métodos químicos de geração de calor, por exemplo, soda cáustica ou peróxido de sódio, ou ainda a combustão de gás, cujo custo foi estimado entre \$0,15 e \$0,30/MMBtu, ou de óleo cru, cujo custo foi estimado em \$0,30/MMBtu. Comparando os valores, é evidente que, como o método de energia elétrica custa entre 10 e 20 vezes mais do que métodos mais poluentes, o fator custo pode inviabilizar a escolha da alternativa menos agressiva ao meio ambiente. No caso da indústria brasileira, em que os principais campos são *offshore*, o método definitivamente não é aplicável por conta das lâminas d'água, chegando em muitos casos a milhares de metros de profundidade, cujas baixas temperaturas acarretam perdas térmicas muito grandes para o meio externo.

A relação entre salinidade da água e o desempenho dos polímeros injetados foi estudada em um campo gigante onshore de óleo pesado (20°API) de reservatórios areníticos com média de temperatura de 76°C no norte da África pela empresa Eni (Rotondi et. al., 2014). Foram feitos experimentos paralelos em laboratório com testemunhos, considerando todos os fatores que potencialmente alterariam o desempenho dos polímeros, como a alta temperatura do reservatório ou a alta salinidade da água. Em campo, foi selecionada uma área piloto para ser analisada e os resultados das simulações variando salinidade e origem da água utilizada são apresentados no gráfico a seguir.

Figura 3 - Gráfico da variação da média de produção diária para cada método utilizado



Fonte: Adaptado de Rotondi et. al. (2014)

A partir da análise do gráfico, fica nítida a diferença de desempenho ao se utilizar água de baixa salinidade e água do mar e com ou sem a adição de polímeros. É importante ressaltar o fato de que a área piloto para o teste de injeção de água de baixa salinidade e polímero foi selecionada com base na sua boa permeabilidade, moderada heterogeneidade, curta distância entre poços injetores e produtores e os efeitos evidente da injeção de água. Os resultados foram bastante satisfatórios e levaram a empresa a investir mais em estudos sobre a injeção de água de baixa salinidade com polímeros.

Um estudo feito por Zeinijahromi, Ahmetgareev e Bedrikovetsky (2015) apresentou resultados bastante interessantes, pois apontou que não houve diferença significativa quando simulou cenários de injeção de água de baixa salinidade e de água de formação, produzida do reservatório e reinjetada, apesar dos diferentes níveis de salinidade registrados no campo Bastrykskoye, na Rússia, exibidos na Tabela 1 a seguir.

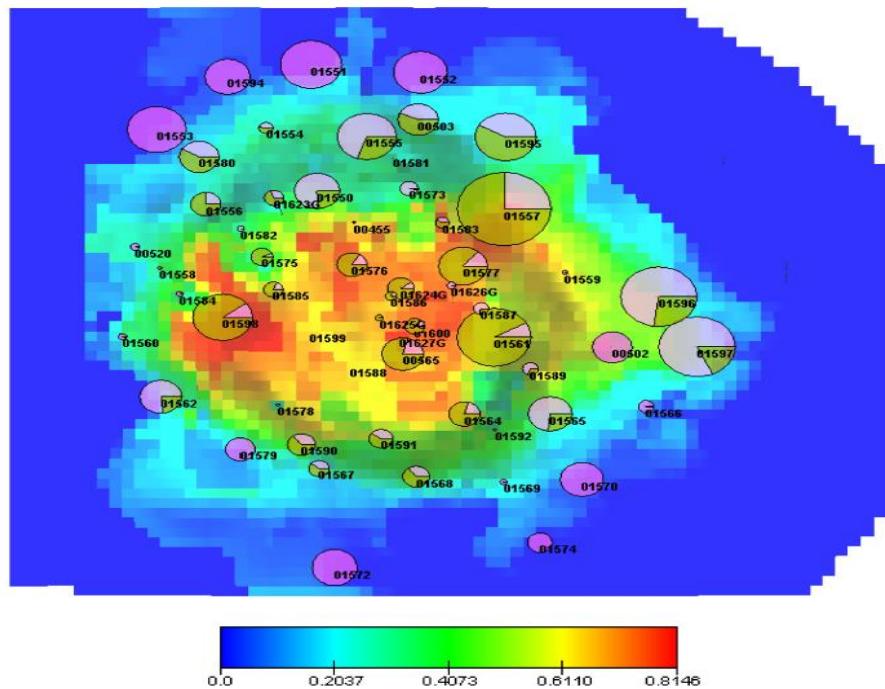
Tabela 1 - Composição de sais, em mol/L, da água de formação e da água de baixa salinidade.

	Água de formação	Baixa salinidade
	mol/lit	mol/lit
NaCl	3.2653	0.00034
MgCl <sub>2</sub>	0.1234	0.00029
MgSO <sub>4</sub>	0.0063	0.0115
CaCl <sub>2</sub>	0.3244	0.0025
Salinidade	4.63	0.0179

Fonte: Adaptado de Zeinijahromi, Ahmetgareev e Bedrikovetsky (2015).

Vale ressaltar que em geral a salinidade da água de formação possui salinidade maior do que a própria água do mar. Além disso, a análise de sensibilidade realizada no estudo indicou que a localização dos poços injetores (Figura 4) afeta substancialmente o incremento de recuperação obtido com a injeção de água de baixa salinidade.

Figura 4 - Posicionamento dos poços no campo de Bastrykskoye com o mapa de saturação de óleo. As circunferências em rosa são poços injetores e as na forma de gráfico de pizza mostram a proporção entre produção de óleo (tons amarelos) e de água (tons rosados).

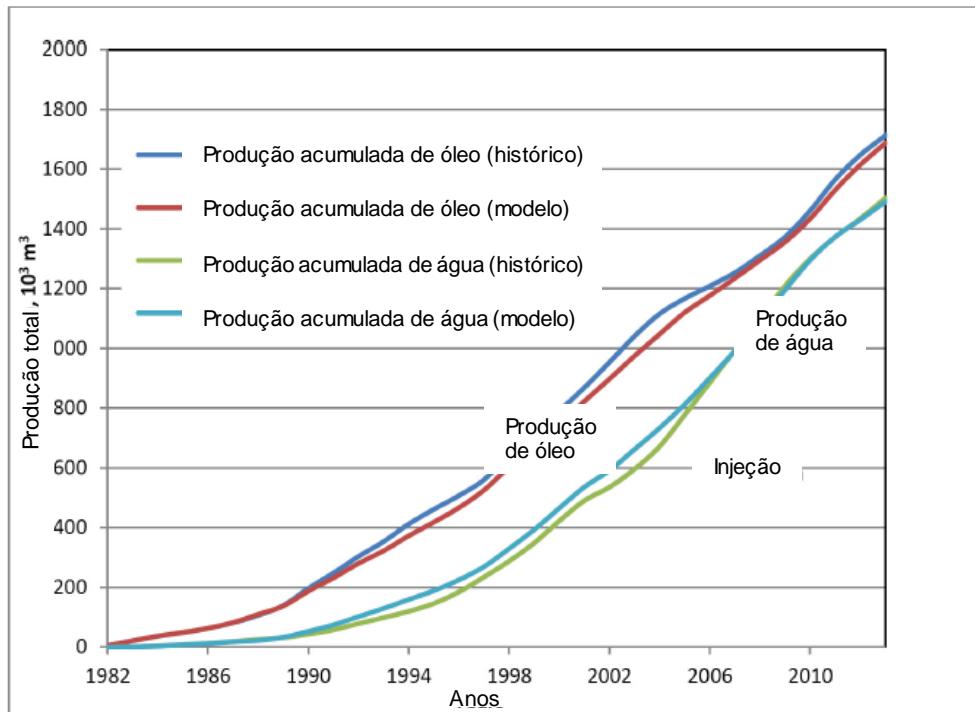


Fonte: Zeinijahromi, Ahmetgareev e Bedrikovetsky (2015).

A robustez do modelo proposto, que confere maior confiabilidade aos resultados obtidos, é confirmada na Figura 5 a seguir, que compara as curvas de

produção de óleo e de água modelados com os valores históricos medidos, que foi praticamente igual nos dois casos simulados.

Figura 5 - Gráfico da produção acumulada de óleo e de água modelada e verificada



Fonte: Adaptado de Zeinijahromi, Ahmetgareev e Bedrikovetsky (2015).

No Brasil, a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) é o órgão regulador das atividades da Indústria do Petróleo. As empresas operadoras são obrigadas a apresentar Planos de Desenvolvimento dos campos adquiridos e que devem ter os seus aspectos técnicos aprovados. Na Reunião de Diretoria nº 855 de 08/09/2016, segundo a Resolução nº0704/2016, foi aprovado o Plano do Campo de Peregrino. Algumas das informações, que serão úteis para o desenvolvimento deste trabalho, são apresentadas a seguir:

Tabela 2 - Dados gerais do Campo de Peregrino

PEREGRINO	
Nº do Contrato:	48610.003887/2000
Operador do Contrato:	Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda.
Estado:	Rio de Janeiro
Bacia:	Campos
Localização:	Mar
Lâmina d'água:	120
Fluido Principal:	ÓLEO
Área:	534,381
Situação:	Produção
Declaração de Comercialidade:	20/03/2007
Início de Produção:	09/04/2011

Fonte: ANP (2016)

Tabela 3 - Capacidade de processamento das plataformas

Unidade	Líquido (m <sup>3</sup> /d)	Gás natural (mil m <sup>3</sup> /d)
<b>FPSO PEREGRINO</b>	<b>350.000</b>	<b>206,7</b>
WHP-A	-	-
WHP-B	-	-
WHP-C	-	-
<b>Poços:</b>	<b>01/2016</b>	
<b>Perfurados:</b>	<b>64</b>	
<b>Produtores:</b>	<b>31</b>	
<b>Injetores:</b>	<b>6</b>	

Fonte: ANP (2016)

Tabela 4 - Volumes de petróleo e gás natural "in place" e produção acumulada

Volume "in place"	31/12/2015	Produção Acumulada:	31/12/2015
<b>Petróleo (milhões de barris)</b>	<b>4054,42</b>	<b>Petróleo (milhões de barris)</b>	<b>111,86</b>
<b>Gás total (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>7171,91</b>	<b>Gás natural (milhões de m<sup>3</sup>):</b>	<b>157,59</b>

Fonte: ANP (2016)

Em relação às definições de salinidade, o United States Geological Survey (USGS) define as seguintes categorias de salinidade (s):

Tabela 5 – Categorias de salinidade de acordo com o USGS

<b>Aqua doce</b>	$s < 1.000 \text{ ppm}$
<b>Aqua de baixa salinidade</b>	$1.000 \text{ ppm} < s < 3.000 \text{ ppm}$
<b>Aqua de moderada salinidade</b>	$3.000 \text{ ppm} < s < 10.000 \text{ ppm}$
<b>Aqua de alta salinidade</b>	$10.000 \text{ ppm} < s < 35.000 \text{ ppm}$

Fonte: USGS

### 3. Metodologia

#### 3.1. Análise técnica

O modelo base utilizado foi o STARS Fluid Model Template #48 (stflu048) e as suas propriedades e parâmetros originais foram verificadas para garantir que os valores estariam dentro de intervalos aceitáveis para o estudo. Por exemplo, verificou-se que a amplitude de porosidade original do modelo varia entre 0,194 e 0,345, o que é uma faixa aceitável para reservatórios onde se deseja aplicar o método de recuperação secundária especial de injeção de polímeros. Caso os valores não fossem condizentes, um ajuste seria feito tanto para adequar os valores máximos e mínimos quanto a média da distribuição da porosidade no modelo. O mesmo se aplica não só para as propriedades permo-porosas, mas também dos fluidos considerados no sistema, suas propriedades físico-químicas e a geometria do reservatório, bem como a definição das dimensões da malha a ser analisada.

Feita esta verificação inicial e eventuais adaptações, o próximo passo consistiu na diferenciação e adaptação do modelo base para cada um dos casos a serem simulados: injeção de polímeros utilizando água de formação, água do mar e água de baixa salinidade. No STARS, o efeito da salinidade é considerado utilizando a Equação 1 a seguir:

Equação 1 – Viscosidade em função da concentração de sal definida

$$\mu_p = \begin{cases} \mu_p^0 & ; \text{for } x_{salt} \leq x_{min} \\ \mu_p^0 \cdot \left( \frac{x_{salt}}{x_{min}} \right)^{s_p} & ; \text{for } x_{salt} > x_{min} \end{cases}$$

Onde  $\mu_p$  é a viscosidade real considerada na simulação,  $\mu_p^0$  é a viscosidade padrão definida pelo modelo,  $s_p$  é o coeficiente da curva da viscosidade do polímero pela razão da salinidade sobre a salinidade mínima em escala logarítmica,  $x_{min}$  a mínima concentração de sal abaixo da qual a viscosidade do polímero permanece sem efeitos e  $x_{salt}$  é o componente salino em fração mol/massa. A palavra-chave VSSALTCMP é quem recebe os parâmetros a serem considerados, indicando qual é o nome do componente salino e qual o valor para  $x_{min}$  e para  $s_p$ .

Para definição dos valores exatos de salinidade da água do mar a serem considerados, foram feitas interpolações a partir dos valores encontrados para água de baixa salinidade e de formação na literatura e conversões das unidades de concentração, entre ppm, mol/L e fração mol/massa exigida pelo parâmetro do STARS.

Outro aspecto a ser observado é a quantidade e a localização dos poços, pois o fluxo de água e polímero percorrerá regiões com diferentes pressões, porosidades e permeabilidades até chegar a cada poço e isso pode afetar diretamente o seu desempenho. Além disso, quanto mais poços, a tendência é de que mais rápido o reservatório seja depletado, o que pode ser positivo ou negativo tanto sob o olhar técnico quanto sob o olhar econômico.

O horizonte de tempo a ser considerado também é um fator importante dado que campos de petróleo, em especial os offshore, costumam ser produzidos por anos ou até décadas.

Uma vez construído o modelo e definidas os diferentes valores de salinidade de cada caso, executou-se as simulações e a partir dos resultados foram gerados os gráficos pertinentes à técnica. Destaca-se a produtividade acumulada de óleo e de água ao longo do tempo tanto para cada um dos poços produtores quanto total do campo. A análise da depleção nas camadas principais do reservatório também constituem importante fator a ser analisado, pois é possível inferir quais regiões o fluxo polimérico foi mais ou menos eficiente e se isso também refletiu na produtividade de cada poço, dependendo da sua localização.

A partir desses dados, já é possível comparar os diferentes desempenhos de cada caso e chegar às primeiras conclusões sobre quanto o desempenho da produção de óleo melhora conforme a salinidade diminui, tendo atenção também a como a produção de água varia em cada um dos casos.

### **3.2. Análise econômica**

Para que a análise econômica deste trabalho trouxesse números na mesma ordem de grandeza de grandes projetos de produção de campos de petróleo, foi feita uma transferência de escala a partir dos resultados de produção obtidos na simulação, utilizando alguns parâmetros reais relativos ao Campo de Peregrino da Bacia de Santos no Brasil.

Primeiramente, buscou-se o volume total da reserva de óleo estimada para o Campo de Peregrino e atribuiu-se esse volume ao caso que apresentou o menor volume de óleo produzido a partir da simulação. Os volumes totais dos demais casos foram definidos de forma proporcional ao incremento da produção observado também a partir da simulação. Ou seja, se de um caso para o outro houve aumento de 10% do volume de óleo produzido, o número absoluto para este caso será também 10% maior.

Como não foram encontrados valores sobre a produtividade de água, a mesma metodologia aplicada à estimativa da produção de óleo foi aplicada à água, levando em conta a proporção de óleo e de água produzidos a partir da simulação. Calculado o volume total de água produzido no cenário de pior desempenho de produção de óleo, os volumes dos outros dois casos também foram proporcionais ao decréscimo na produção de água apresentado pela simulação. Levou-se em consideração ainda o número de poços do modelo simulado e o número real de poços do Campo de Peregrino.

Para distribuição da produção tanto de óleo quanto de água ao longo do tempo, as produtividades indicadas pela simulação a cada período serviram de fatores de ponderamento do volume total estipulado nas etapas anteriores. A taxa de injeção de água foi considerada constante ao longo do tempo. Não foi considerada produção ou injeção de gás.

Outros parâmetros foram necessários para o modelo de análise econômica como o preço de venda do barril de petróleo, considerado constante, os custos de exploração, de perfuração de cada poço, de aquisição da plataforma de produção, de produção de óleo e de água por metro cúbico, de injeção de água por metro cúbico, taxas de depreciação (e por qual período ela deve ser considerada), porcentagens de impostos, entre outros. Com isso, é possível calcular o fluxo de caixa para cada período definido.

Finalmente, com a distribuição do fluxo de caixa ao longo do tempo, é possível calcular o valor presente líquido do projeto considerando uma dada taxa de desconto, conforme a Equação 2 a seguir:

Equação 2 – Fórmula do valor presente líquido

$$V_{PL} = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{Fc_t}{(1+i)^n}$$

Onde  $FC_t$  é o valor do fluxo de caixa para determinado período,  $i$  é a taxa de desconto,  $n$  o número do período, que varia de 1 a  $N$ .

Note que a principal diferença nos parâmetros do modelo da análise econômica, além das diferentes produtividades de óleo e água, está nos custos de injeção, que são maiores quanto menor a salinidade da água, devido aos processos envolvidos na sua dessalinização. É importante ressaltar que caso a água de formação não seja a opção escolhida para injeção, ela deverá ser tratada antes do seu descarte, o que acarreta custos maiores de produção de água, mas que não seriam significativos para a análise global dos três casos e que por isso foi não foi considerado.

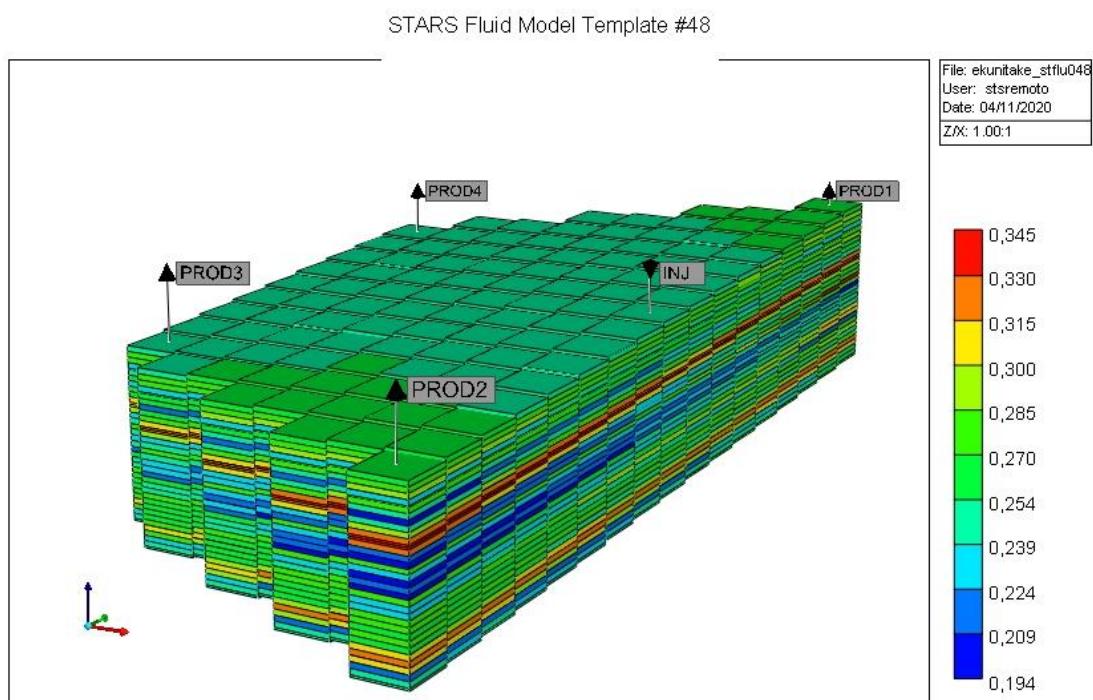
Finalmente, com o valor presente líquido de cada caso calculado é possível chegar às conclusões finais comparando os resultados da análise técnica com os da análise econômica.

## 4. Resultados e Discussão

A partir das informações obtidas na revisão bibliográfica, foi possível construir e adaptar o modelo padrão STARS Fluid Model Template #48 (stflu048), do próprio Computer Modelling Group (CMG), que é específico para simular fluxos poliméricos sob influência de salinidade.

O modelo conta com 5 poços, sendo 4 produtores e 1 injetor e estão dispostos na malha de  $8 \times 17 \times 35 = 4760$  blocos, conforme a Figura 6 a seguir:

Figura 6 – Distribuição da porosidade e localização dos poços do modelo stflu048 adaptado



Também na Figura 6, a propriedade exibida é a porosidade, original do modelo que é similar a campos reais, por volta de 30%. Nota-se a zona do reservatório em vermelho, com porosidade que atinge valores de até 0,345, com camadas adjacentes bem menos porosas em azul, assumindo valores em torno de 0,20. Na camada 13 encontra-se a maior parte da rocha reservatório, o que pode ser observado pela alta porosidade, acima de 30% (Figura 7). No entanto, ao analisar a distribuição da permeabilidade no modelo, é possível notar que ela não se comporta de forma proporcional à porosidade (Figura 8). Na linha da malha que contém os poços PROD1, INJ e PROD2, a porosidade é bastante homogênea, variando entre 0,330 e 0,345. Por

outro lado, nessa mesma linha, a permeabilidade contempla 3 cores diferentes da escala de permeabilidade, variando entre 4.800mD e 8.000mD.

Figura 7 – Distribuição da porosidade na camada principal do reservatório

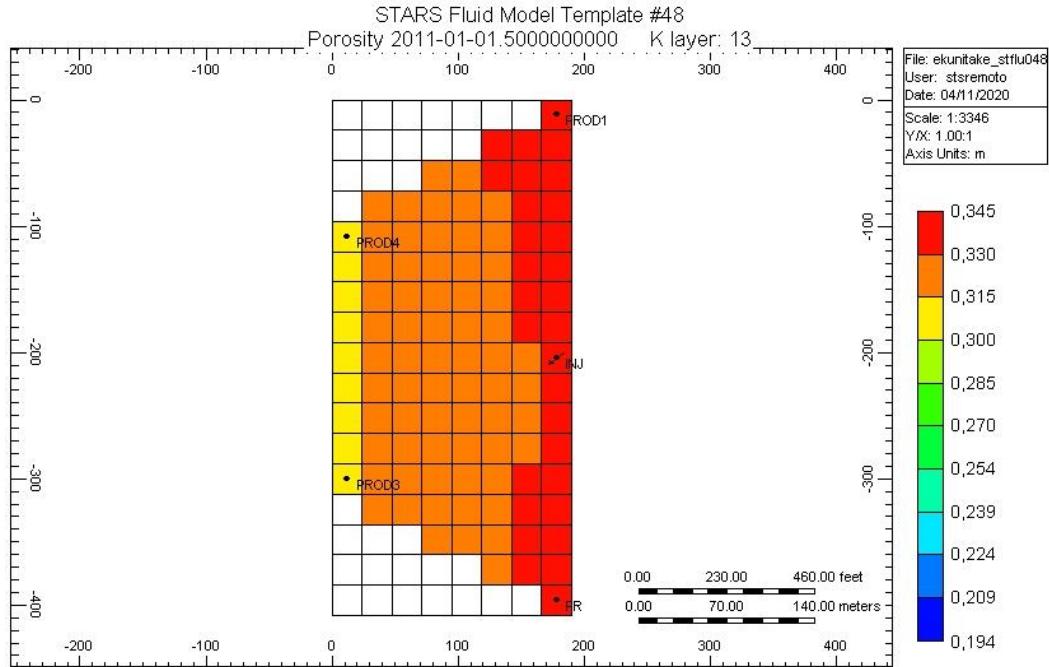
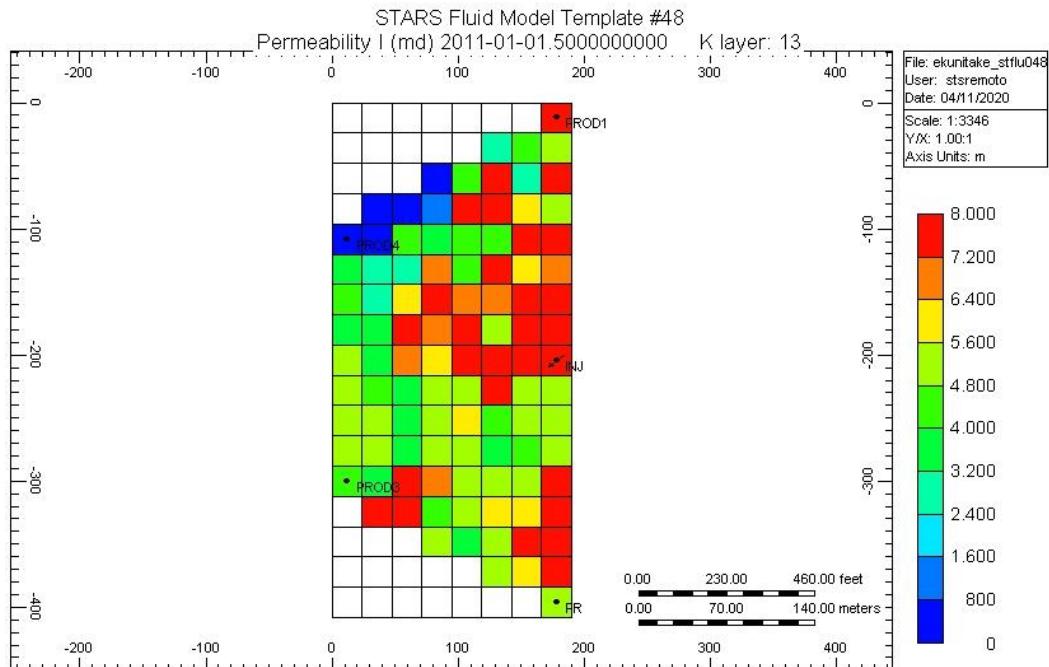


Figura 8 – Distribuição da permeabilidade na camada principal do reservatório



A alocação dos poços levou em consideração a distribuição da porosidade e permeabilidade no reservatório, sendo possível esperar um melhor ou pior

desempenho de acordo com a sua localização. O poço injetor está localizado em uma célula com alta porosidade (entre 0,330 e 0,345) e alta permeabilidade (entre 7.200mD e 8.000mD), o que potencializa a eficiência de varrido do fluido injetado.

Os componentes considerados no sistema são água, óleo, polímero, surfactante e cloreto de sódio na fase aquosa, que é o parâmetro que constitui a salinidade do modelo. Como dentre esses o único parâmetro variado foi a concentração de cloreto de sódio, os demais exerceram a mesma influência nos 3 modelos, não impactando portanto a comparação final entre cada modelo. A partir das informações encontradas na literatura sobre salinidade, em ppm para as diferentes faixas de salinidade (USGS) e em mol/L de cloreto de sódio para água de formação e de baixa salinidade (Zeinijahromi, Ahmetgareev e Bedrikovetsky, 2015) foram definidas as seguintes frações mol/massa de cloreto de sódio convertendo e interpolando os valores:

Tabela 6 – Frações mol/massa utilizadas em cada um dos modelos

<b>Água dessalinizada</b>	1,00E-05
<b>Água do mar</b>	4,29E-04
<b>Água de formação</b>	3,25E-03

Nos modelos, esses valores são recebidos pela palavra-chave VSSALTCMP, que impõe os efeitos da salinidade na viscosidade do polímero. O primeiro parâmetro é o nome do sal afetando a viscosidade do polímero, no caso, o cloreto de sódio. O segundo parâmetro é a fração mol/massa do sal em questão, ou seja, a mínima salinidade da fase. Por fim, o terceiro parâmetro consiste no coeficiente da curva de viscosidade pela salinidade, em escala logarítmica. O modelo sugere o uso de um bio-polímero típico, cujo coeficiente é 0,1695, ou a poliacrilamida hidrolisada (HPAM, do inglês *hydrolyzed polyacrylamide*), cujo coeficiente é -0,6. Foi escolhida a utilização do bio-polímero, levando em consideração as questões ambientais de descarte, como destacado por Al Hashem et. al. (2006). A viscosidade base foi considerada constante e igual a 70cP.

Os modelos têm como data de início simbólica o ano de 2011, quando a produção do campo de Peregrino começou, e faz a projeção da produção para um horizonte total de 15 anos, até 2026.

Após executar a simulação de cada um dos modelos no STARS, cada um com uma salinidade diferente, foram gerados diferentes gráficos para análise e discussão dos resultados (Figuras 9, 10 e 11).

Figura 9 – Gráfico da produção acumulada de óleo em m<sup>3</sup> nas condições de superfície, utilizando injeção de polímeros com água de formação

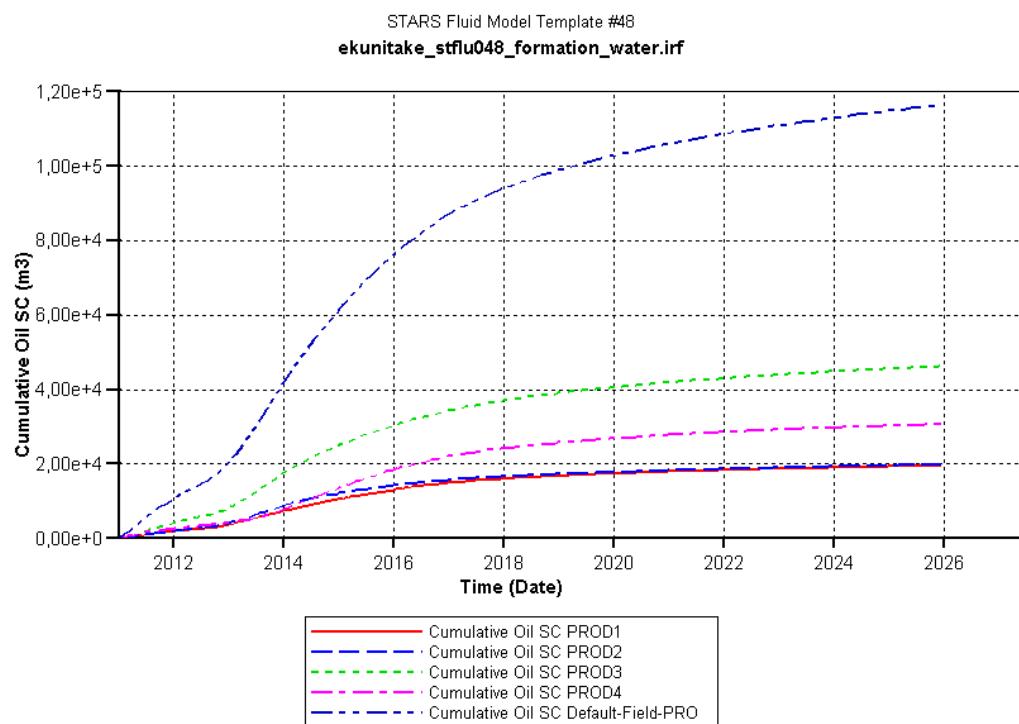


Figura 10 – Gráfico da produção acumulada de óleo em m<sup>3</sup> nas condições de superfície, utilizando injeção de polímeros com água do mar

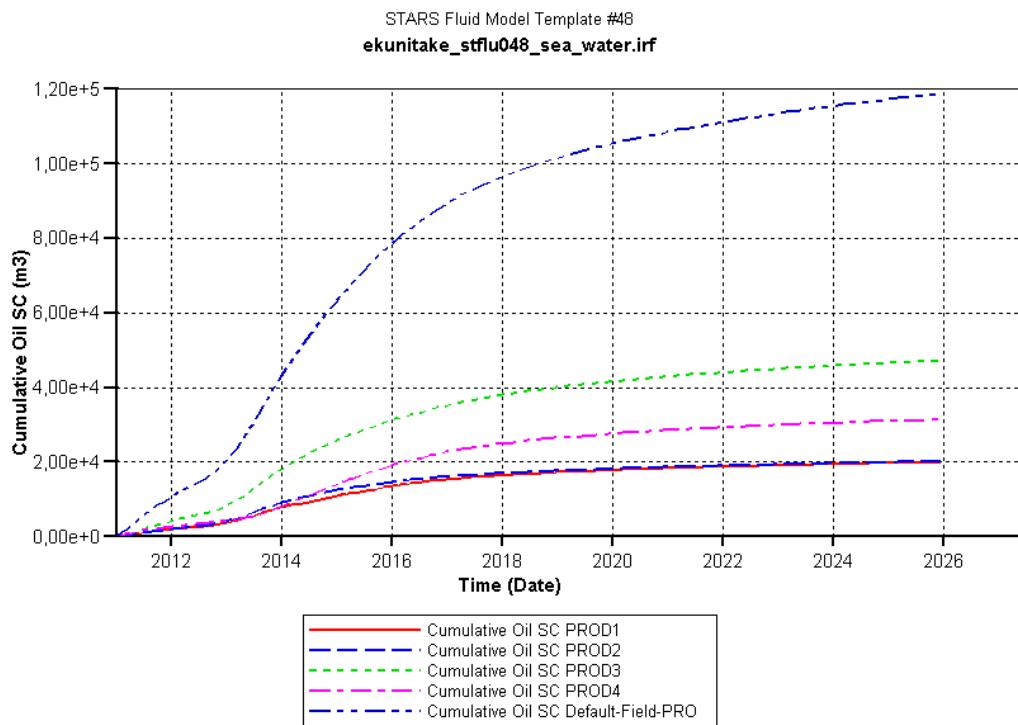
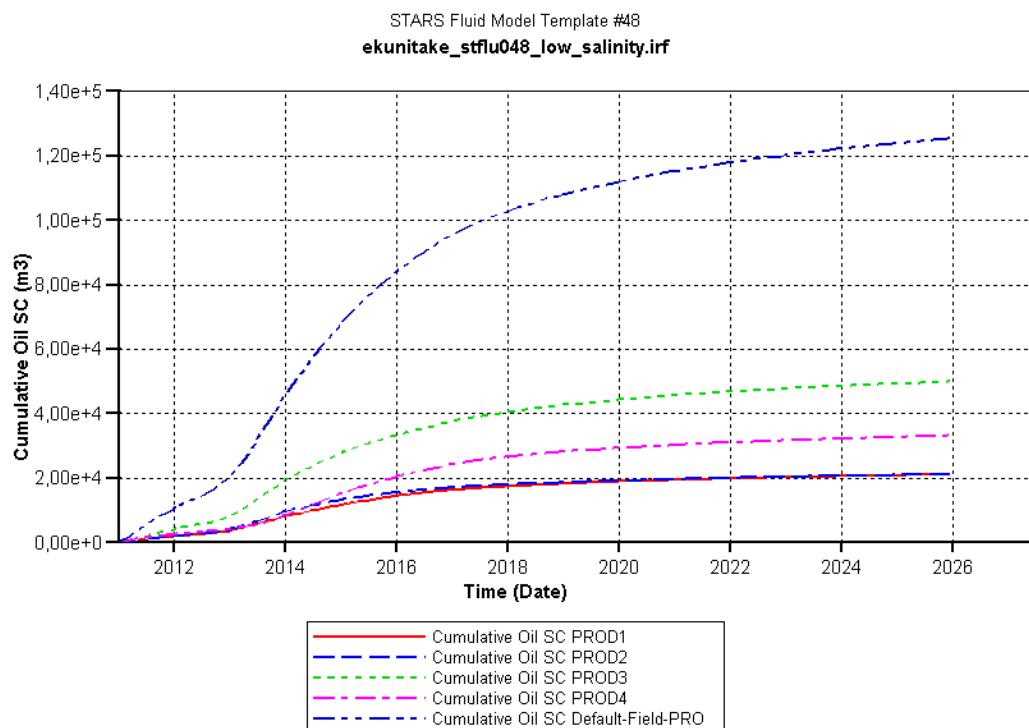


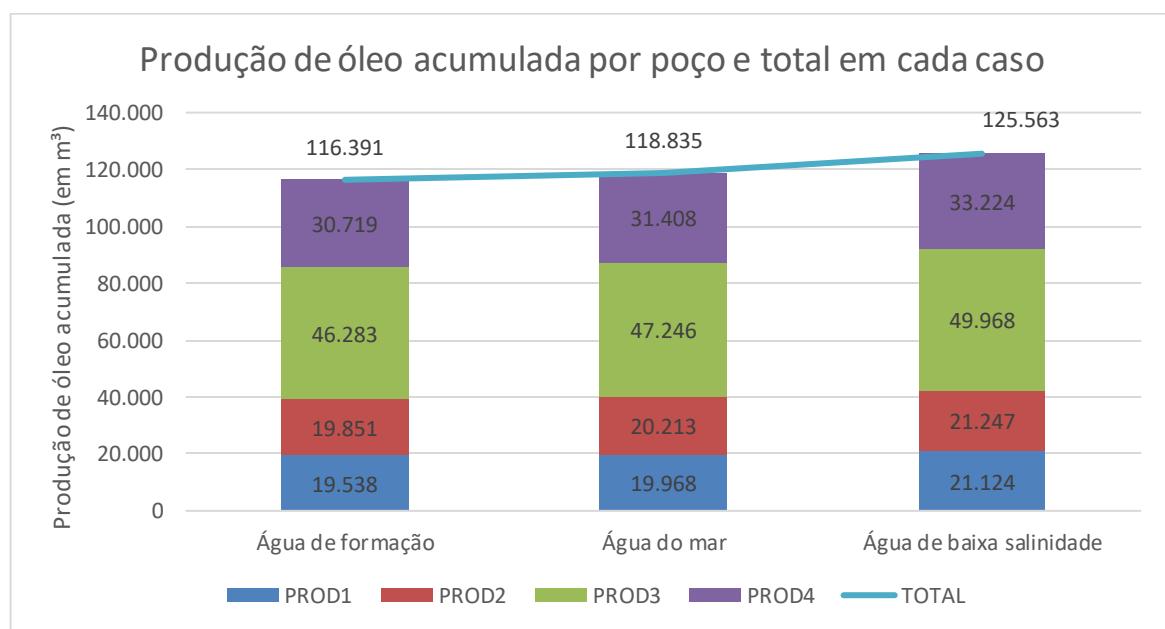
Figura 11 – Gráfico da produção acumulada de óleo em m<sup>3</sup> nas condições de superfície, utilizando injeção de polímeros com água dessalinizada



A partir da comparação entre os gráficos de produção acumulada em cada um dos cenários de salinidade diferente, há dois pontos principais a serem observados. O primeiro deles é que cada poço teve performances diferentes, o que era de se esperar, uma vez que os diferentes caminhos que o fluxo percorre até a localização de cada poço interfere diretamente em uma melhor ou pior eficiência de varrido.

Nos 3 casos, o poço que teve melhor produtividade foi o PROD3, produzindo um acumulado de mais de 46 mil m<sup>3</sup> utilizando água de formação e de quase 50 mil m<sup>3</sup> utilizando água de baixa salinidade. A segunda maior produtividade, também nos três casos, foi do poço PROD4, com um acumulado de pouco mais de 30 mil m<sup>3</sup> utilizando água de formação e de mais de 33 mil m<sup>3</sup> utilizando água de baixa salinidade. Já os poços PROD1 e PROD2 tiveram nos três casos produtividades bastante semelhantes entre si, em torno de 19 mil m<sup>3</sup> utilizando água de formação e de 21 mil m<sup>3</sup> utilizando água de baixa salinidade. A produtividade de cada poço em cada um dos casos pode ser verificada na Figura 12 a seguir.

Figura 12 – Gráfico da produção acumulada de óleo total e de cada poço em cada caso



É possível notar de comum entre os poços PROD3 e PROD4, o fato de ambos estarem em zonas cujo caminho percorrido pelo fluxo de água e polímeros até chegar ao poço, considerado aproximadamente linear, atravessa uma zona de porosidade menor do que a dos poços PROD1 e PROD2 (Figura 7). Analisando a permeabilidade

das zonas atravessadas por essas trajetórias (Figura 8), é notável que o percurso até o poço PROD3, que teve maior produtividade, tem em geral menores permeabilidades do que os demais. O que se pode inferir a partir dessas observações é que o fluxo de água com polímeros possui melhor eficiência de varrido em zonas com permeabilidade não tão elevada, em torno dos 5.600mD (Figuras 14 e 8). Isso se justifica pelo fato de que se o fluxo de água percorre o meio poroso com muita facilidade (alta permeabilidade), mesmo com uma viscosidade mais elevada por conta da adição de polímeros, é possível que o óleo pesado não seja “empurrado” pelo fluxo, o que pode ser ainda mais agravado quanto maior for a porosidade, caso dos poços PROD1 e PROD2.

Dada essa grande influência da porosidade e da permeabilidade, é importante analisar como a saturação de óleo variou nas diferentes zonas do reservatório ao longo do tempo. As Figuras 13 e 14 a seguir mostram, respectivamente, a distribuição da saturação de óleo no momento inicial da simulação utilizando água de baixa salinidade, em janeiro de 2011, e no momento final, em dezembro de 2025, ambas na camada 13, conforme dito anteriormente, a principal zona de óleo.

Figura 13 – Distribuição da saturação de óleo na camada 13 no instante inicial da simulação

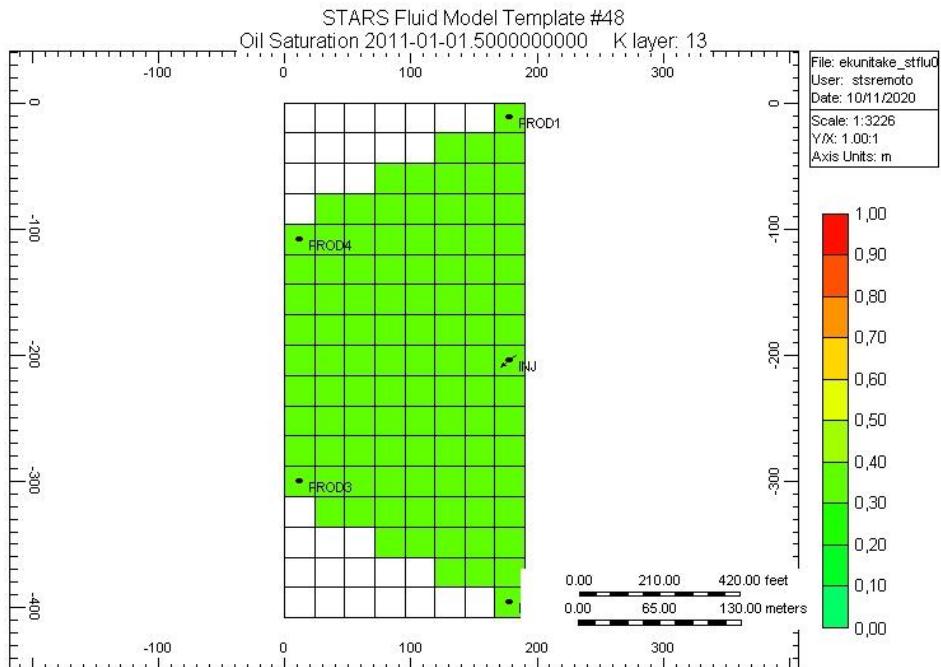
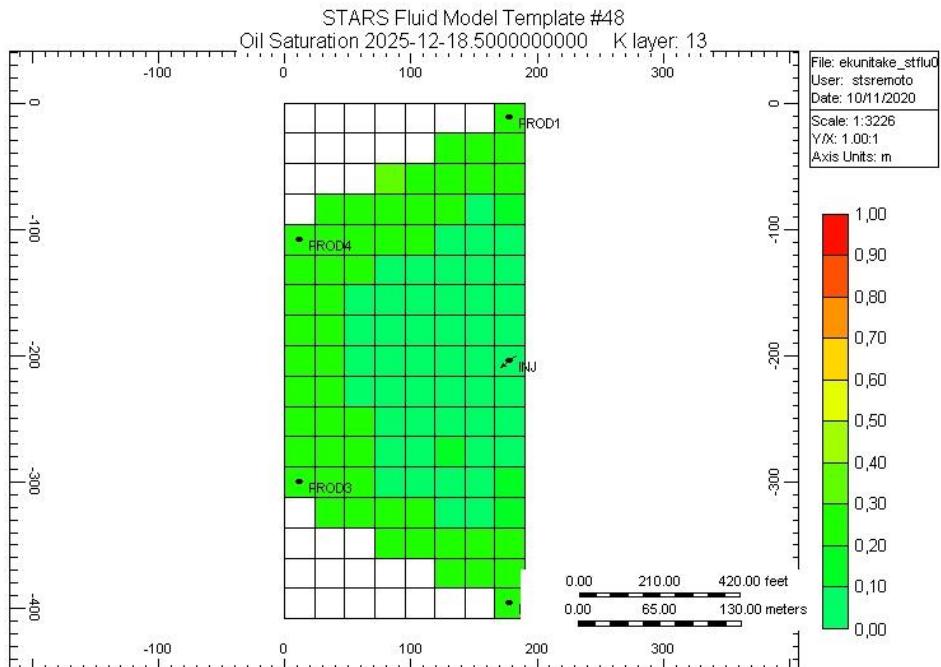


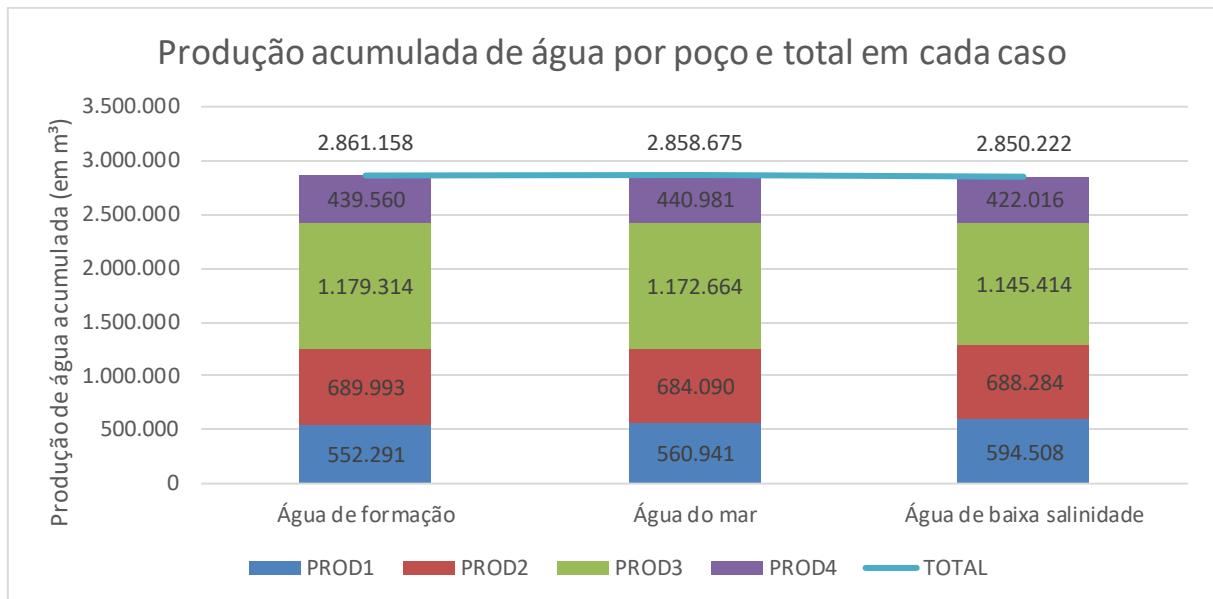
Figura 14 – Distribuição da saturação de óleo na camada 13 no instante final da simulação



Dado que a saturação no momento inicial da simulação era uniforme em toda a camada, a Figura 14 mostra uma depleção bastante uniforme radialmente em relação ao poço injetor, apenas com um avanço cerca de duas células menor em direção aos poços PROD1 e PROD2, o que justifica o seu menor desempenho na produção de óleo. Comparando essas mesmas duas figuras, é possível concluir que a injeção de água com polímeros foi bastante eficiente, dado que se partiu de uma saturação entre 0,3 e 0,4 no instante inicial e atingiu-se na zona mais próxima do poço injetor uma saturação final entre 0,1 e 0.

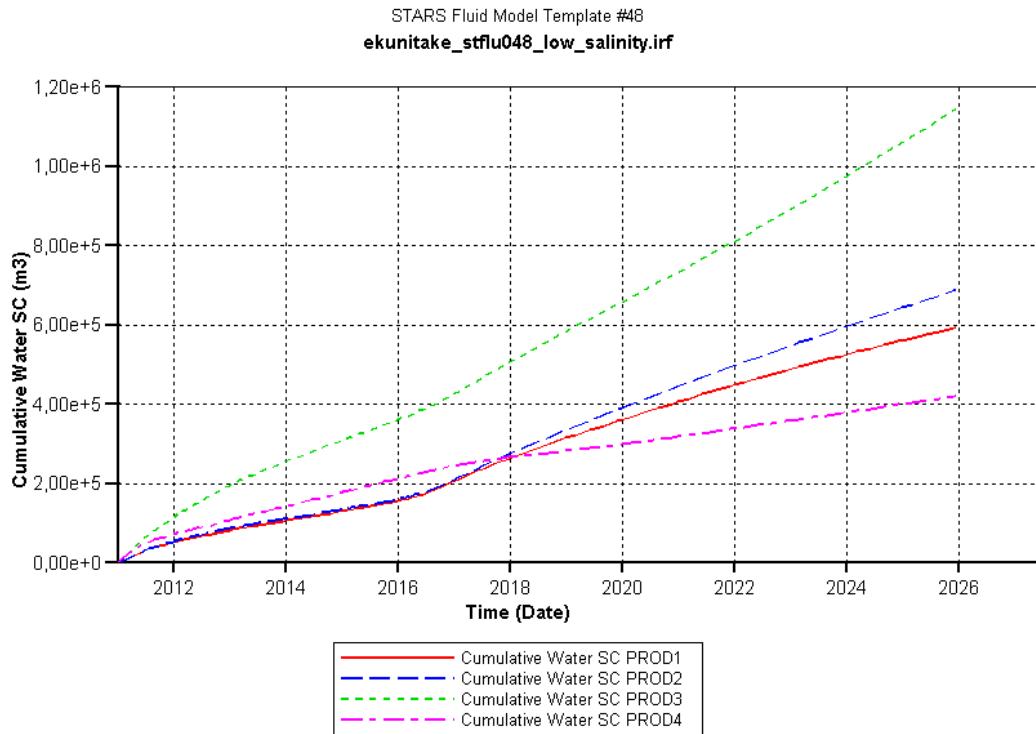
Outro aspecto bastante importante de ser analisado e que pode ser um grande impedimento para o projeto seja viável economicamente é a quantidade de água produzida. A injeção de água foi constante ao longo do tempo e igual a 516,75m<sup>3</sup>/dia nos três modelos. Segue na Figura 15 a seguir a produção acumulada de água total e de cada poço para cada caso simulado.

Figura 15 - Gráfico da produção acumulada de água total e de cada poço em cada caso



A diferença entre cada um dos casos foi menos importante do que foi observado na produção de óleo, variando apenas -0,38% entre o caso que utilizou água de formação e o caso de água de baixa salinidade. Uma diferença a se destacar é que, apesar de o poço PROD3, que foi o maior produtor de óleo, ter sido também o maior produtor de água, o poço PROD4 foi o que menos produziu água. Porém é interessante notar que, ao contrário dos demais poços, o poço PROD4 demonstrou uma leve diminuição na produção de água por volta do ano de 2017, o que fez com que em meados de 2018 a sua produção acumulada de água passasse a ser a menor entre todos os poços, conforme mostra a Figura 16 a seguir.

Figura 16 – Produção acumulada de água por poço no modelo que utilizou água de baixa salinidade



As mesmas tendências foram observadas nos outros dois modelos.

Nota-se também que o poço PROD4 encontra-se em uma zona de baixa permeabilidade, entre 0 e 800mD e caso fosse deslocado cerca de 30 metros em direção ao poço PROD4, sua produtividade poderia alcançar números semelhantes ao do poço PROD3.

O segundo ponto, e o principal, é que a produtividade foi maior quanto menor a salinidade da água utilizada na injeção. O aumento da produtividade entre o caso em que foi utilizada água de formação (maior salinidade) e o caso em que foi utilizada água de baixa salinidade (menor salinidade) foi de 9.172m<sup>3</sup>, o equivalente a 57.690bbl, ou seja, 7,9% a mais. Em relação ao caso em que foi utilizada água do mar, o incremento foi de 2,1%. Apesar de serem incrementos importantes na produção acumulada, outros fatores precisam ser analisados para definir se o método utilizando água dessalinizada é o melhor ao invés de água de formação ou água do mar.

Para a análise econômica dos três casos, foram feitas algumas adaptações para ilustrar o caso do campo de Peregrino. Cabe ressaltar que o modelo das simulações não considerou as características exatas de Peregrino e por não ser

representativo da realidade os resultados não são uma reprodução desse campo em específico.

O objetivo na análise econômica foi calcular o Valor Presente Líquido (VPL) para cada um dos casos e para isso algumas informações foram necessárias, sendo que as que diferenciam cada um dos modelos são a produção acumulada de óleo e água ao longo do tempo, já discutidos anteriormente, e o custo de injeção de água que no caso da água de baixa salinidade é maior.

A primeira adaptação foi em relação à escala do modelo simulado e do campo de Peregrino, cuja previsão mais otimista de 600 milhões de barris recuperáveis (Offshore Energy, 2015) foi a produção acumulada total atribuída ao caso em que foi utilizada água de formação, arredondada, em metros cúbicos, para 90,0 milhões m<sup>3</sup> de óleo. Para o caso onde foi utilizada água do mar na injeção, como o incremento de produção obtido nas simulações foi de 2,10% em relação à água de formação, o total considerado foi de 91,89 milhões de m<sup>3</sup> de óleo. Já no caso onde se utilizou água de baixa salinidade, considerando o incremento de 7,88%, o total considerado foi de 97,09 milhões m<sup>3</sup> de óleo.

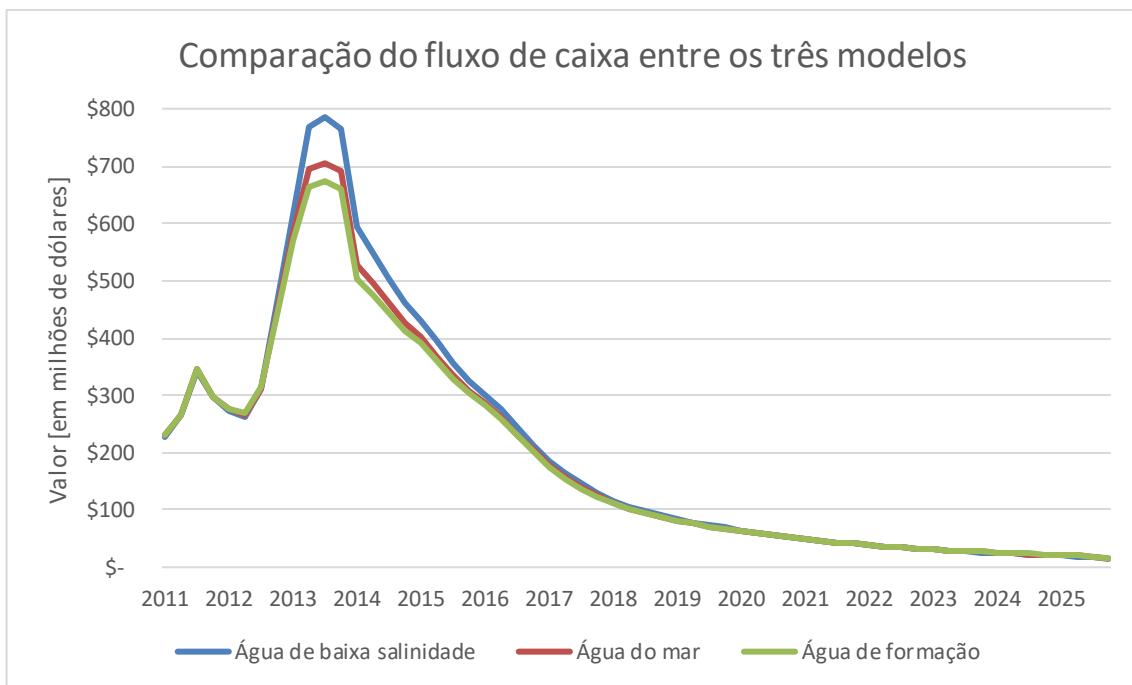
Para determinar a produção acumulada de água, verificou-se que o modelo utilizando água de formação produziu um total acumulado de cerca de 116 mil m<sup>3</sup> de óleo a partir dos 4 poços e o volume proporcional considerando o total definido para a análise econômica de 90 milhões m<sup>3</sup> seria de 100 vezes maior, ou seja cerca de 11,61 milhões a cada 4 poços. Esse fator de 100 vezes foi o que multiplicou a vazão de injeção de água utilizada nos modelos para um poço. Conforme os dados da Tabela 3, o campo de Peregrino tinha 31 poços produtores e 6 injetores previstos no plano de desenvolvimento. Com isso, multiplicou-se ainda por 6 a vazão de injeção de água, chegando a um volume aproximado de 270 milhões m<sup>3</sup> de água produzida para o caso que utilizou água de formação. Como houve uma redução de 0,1% no volume de água produzida pelo caso que utilizou água do mar e de 0,4% no caso que utilizou água de baixa salinidade, em relação à água de formação, os respectivos volumes acumulados de água produzida foram de 269,77 milhões m<sup>3</sup> e 268,97 milhões m<sup>3</sup>.

Em relação à injeção de água, utilizou-se o mesmo fator de 100 vezes, multiplicado ainda pelos 6 poços injetores do Plano de Desenvolvimento.

Foram considerados intervalos de tempo trimestrais para a análise econômica e as produtividades médias para cada período obtidas a partir de cada modelo foram utilizadas para ponderar a distribuição do volume total de produção de óleo e água ao longo dos 15 anos.

Consideraram-se ainda os seguintes valores: preço de construção de um poço de US\$40 milhões, preço do barril de óleo de US\$50, taxa de desconto de 8,0%, investimento de US\$150 milhões na exploração, custo de US\$2.400 milhões do FPSO sem a planta de dessalinização e de US\$2.500 milhões com a planta (Upstream, 2018), custo operacional de produção de US\$62,9/m<sup>3</sup> para o óleo e de US\$6,29/m<sup>3</sup> para a água, custo operacional de injeção de US\$6,29/m<sup>3</sup> para a água do mar ou de formação e de US\$8,81/m<sup>3</sup> para a água de baixa salinidade, além de custos de depreciação dos dutos e da plataforma e abatimento de royalties e impostos. Com exceção do custo do FPSO, todos os valores são os mesmos praticados na disciplina de Avaliação Econômica de Projetos de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica da USP.

Figura 17 – Gráfico do fluxo de caixa para cada um dos modelos



Analizando os fluxos de caixa (Figura 17), é possível verificar que o modelo que utilizou água de baixa salinidade, da mesma forma que teve o melhor desempenho de produção de óleo, ainda que os custos operacionais de injeção de água por conta da

necessidade do seu tratamento, a seu desempenho econômico também sobressai dentre as demais.

Ao aplicar a taxa de desconto sobre o valor do fluxo de caixa para que, a partir do VPL se obtenha a noção real dos retornos de cada modelo considerando o valor ao longo do tempo, obtém-se os resultados da Tabela 7.

Tabela 7 – Valor Presente Líquido de cada um dos modelos

<b>Modelo</b>	<b>Valor Presente Líquido (VPL)</b> (em milhões de dólares)
<i>Água de formação</i>	42,21
<i>Água do mar</i>	130,59 (+309%)
<i>Água de baixa salinidade</i>	246,35 (+584%)

É importante ressaltar que não foi feita uma análise sobre o custo de tratamento da água de formação nos casos em que ela não é utilizada na injeção, porém o impacto não deve refletir significativamente o resultado final, já que tanto a análise técnica quanto a análise econômica indicam que quanto menor a salinidade, melhores os resultados.

## 5. Conclusão

É possível afirmar consistentemente que, a partir do modelo utilizado, tanto a análise técnica quanto a análise econômica confirmam que quanto menor a salinidade melhor o desempenho geral do projeto.

Ainda que os custos operacionais e de capital sejam mais elevados no caso em que a água precise ser dessalinizada, os ganhos em produtividade compensam, por conta de um melhor fator de recuperação e de uma melhor eficiência de varrido.

Em termos numéricos, o volume de óleo produzido aumentou em 7,8% e o VPL aumentou mais de 5,8 vezes, quando se compara o caso em que foi utilizada água de baixa salinidade e a água de formação.

## 6. Referências Bibliográficas

AL HASHEM, A.; CAREW, J.; AL-BORNO, A.; OWEN, D. M. Evaluation of Green Chemicals for the Application in GC-17 Effluent Water, Seawater Effluent and Zubair Aquifer Water Injection Systems. Paper n° 06690. In: Corrosion NACE, 61st Annual Conference and Exposition, 2006.

ALZAYER, H.; SOHRABI, M. Numerical Simulation of Improves Heavy Oil Recovery by Low-Salinity Water Injection and Polymer Flooding. SPE 165287. SPE Saudi Arabia section Annual Technical Symposium and Exhibition, 2013

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Peregrino. Plano de Desenvolvimento Aprovado. Reunião de Diretoria nº 855 de 08/09/2016. Resolução nº 0704/2016.

BOTECHIA, V. E. Análise de Decisão Aplicada à Injeção de Polímeros no Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016. Tese de Doutorado.

GAO, C. H. Advances of Polymer Flood in Heavy Oil Recovery. SPE 150384. In: SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2011.

GRAN, H. G.; MATTHEWS, R. R.; JOHNSON, D.; SOLLESNES, G. A Wieght- and Space-Saving Seawater-Injection System Design. SPE 15883. In: SPE European Petroleum Conference, London, United Kingdom, 1986.

HERAIBA, F. A.; ALLAM, M. I. Latest Experience in Seawater Injection Operations. SPE 17969. In: SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Manama City, Bahrain, 1989.

MACHADO, B. F., VALE, O. R., PIVATTO, B. C., MOTTA, L. S., CAVALIERE, C. C. and SOUZA, M. V. Conceptual Design of a Large Water Treatment System for Offshore Smart Water Injection. OTC-29822-MS. Petrobras. Presented at Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, 29 - 31 October, 2019.

NEEDHAM, R. B; DOE, P. H. Polymer Flooding Review. SPE 17140. Journal of Petroleum Technology, Vol. 39, N.12, pp.1503-1507, 1987.

OFFSHORE ENERGY. Equinor produces 100 million barrels from Peregrino (Brazil). 4 August, 2015. Disponível em: <<https://www.offshore-energy.biz/Equinor-produces-100-million-barrels-from-peregrino-brazil/>>.

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

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Interciênciac, Rio de Janeiro, Brasil, 2011.

ROTONDI, M.; CALLEGARO, C.; MASSERANO, F.; BARTOSEK, M. Low Salinity Water Injection: eni's Experience. SPE-171794. In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, United Arab Emirates, 2014.

SZASZ, S. E.; THOMAS, G. W. Principles of Heavy Oil Recovery. The Journal of Canadian Petroleum, pp. 188-195, in: Heavy Oil Seminar, The Petroleum Society of C.I.M., 1965.

United States Geological Survey (USGS). Saline Water and Salinity. Water Science School. Disponível em: <[https://www.usgs.gov/special-topic/water-science-school/science/saline-water-and-salinity?qt-science\\_center\\_objects=0#qt-science\\_center\\_objects](https://www.usgs.gov/special-topic/water-science-school/science/saline-water-and-salinity?qt-science_center_objects=0#qt-science_center_objects)>. Acesso em 27/10/2020.

Upstream. Equinor licita hook-up de plataforma em Peregrino. Show Daily, p.4, Monday 24 September 2018.

WANG, J.; DONG, M. Optimum Effective Viscosity of Polymer Solution for Improving Heavy Oil Recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 67, Issues 3-4, pp. 155-158, 2009.

ZEINIJAHRAMI, A.; AHMETGAREEV, V.; BEDRIKOVETSKY, P. Case Study of 25 Years of Low Salinity Water Injection. SPE-176128. In: SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua City, Bali, Indonesia, 2015.

## APÊNCLIDE I

Trechos do código do arquivo .dat de definição dos fluidos, onde é alterada a salinidade (VSSALTCMP).

```
** ===== GRID AND RESERVOIR DEFINITION =====
*GRID *VARI 8 17 35
*KDIR *DOWN

*DI *CON 23.78
*DJ *CON 24.02

*DK *ALL
**CELLS 1 8 1 17 1 35 =
2.286585366 2.27132622 2.256067073 2.240807927 2.256067073
2.27132622 2.332362805 2.438987805 2.286585366 2.286585366
2.286585366 2.256067073 2.256067073 2.27132622 2.332362805
2.408469512 2.301844512 2.317103659 2.286585366 2.27132622
2.256067073 2.27132622 2.301844512 2.362878049 2.317103659
2.317103659 2.286585366 2.27132622 2.256067073 2.256067073
2.286585366 2.317103659 2.332362805 2.317103659 2.301844512
2.27132622 2.256067073 2.256067073 2.27132622 2.286585366
2.332362805 2.317103659 2.317103659 2.27132622 2.256067073
2.240807927 2.240807927 2.256067073 2.332362805 2.332362805
2.317103659 2.286585366 2.256067073 2.240807927 2.22554878
2.240807927 2.332362805 2.332362805 2.317103659 2.301844512
2.256067073 2.22554878 2.210292683 2.210292683 2.347621951
2.332362805 2.317103659 2.301844512 2.27132622 2.22554878
2.210292683 2.195033537 2.347621951 2.347621951 2.332362805
2.301844512 2.27132622 2.22554878 2.195033537 2.179960366
2.347621951 2.347621951 2.332362805 2.301844512 2.256067073
2.22554878 2.179960366 2.16470122 2.347621951 2.347621951
2.332362805 2.317103659 2.27132622 2.22554878 2.179960366
2.16470122 2.347621951 2.347621951 2.332362805 2.317103659
[...]
0.902426829 0.914634146 0.920737805 0.932945122 0.853597561
0.865804878 0.878012195 0.890219512 0.902426829 0.914634146
0.926841463 0.93904878 0.853597561 0.865804878 0.878012195
0.890219512 0.908530488 0.920737805 0.926841463 0.93904878
0.85970122 0.865804878 0.878012195 0.896323171 0.908530488
0.920737805 0.932945122 0.93904878 0.865804878 0.871908537
0.884115854 0.896323171 0.908530488 0.926841463 0.932945122
0.945152439 0.871908537 0.878012195 0.890219512 0.902426829
0.914634146 0.926841463 0.93904878 0.945152439 0.871908537
0.878012195 0.890219512 0.902426829 0.914634146 0.932945122
0.945152439 0.951256098 0.878012195 0.884115854 0.890219512
0.902426829 0.920737805 0.932945122 0.945152439 0.957359756
0.884115854 0.890219512 0.896323171 0.908530488 0.920737805
0.932945122 0.951256098 0.957359756 0.890219512 0.890219512
0.896323171 0.908530488 0.920737805 0.932945122 0.951256098
0.957359756 0.896323171 0.896323171 0.902426829 0.908530488
0.920737805 0.93904878 0.951256098 0.963463415 0.902426829
0.902426829 0.902426829 0.914634146 0.920737805 0.932945122
0.951256098 0.963463415 0.908530488 0.908530488 0.908530488
0.914634146 0.926841463 0.932945122 0.951256098 0.963463415

*DTOP
**CELLS 1 8 1 17 1 1 =
594.8048659 593.6707287 592.6189146 591.4695183 590.2682805
588.9085366 587.4481585 586.1615823 595.7682927 594.625
593.6280427 592.4664756 591.2134299 589.8658567 588.3902561
587.1493841 596.7591463 595.8201341 594.6036738 593.4481738
592.2042835 590.8810884 589.4573293 588.3048811 597.8414756
596.8292622 595.6128018 594.4603537 593.2317226 591.9390427
```

590.5670915 589.4725518 598.8750183 597.8628018 596.7744024  
 595.5061006 594.2896402 593.027439 591.7012287 590.6524299  
 599.9298841 598.9207195 597.835372 596.5762256 595.3780396  
 594.0640335 592.8597439 591.8414604 601.003061 599.9969482  
 598.9207195 597.7713232 596.4877988 595.2012226 594.0426707  
 593.0365945 602.0884085 601.0883994 600.024378 598.887189  
 597.6158689 596.3536707 595.2256006 594.234747 603.3749848  
 602.1951067 601.1463445 600.0213262 598.8414482 597.5243902  
 596.4146311 595.4390366 604.4816921 603.5060976 602.4573354  
 601.3323171 600.1402317 598.795747 597.6097652 596.6463415  
 605.6036585 604.6402348 603.6127988 602.5060884 601.1707226  
 600.0030518 598.8902409 597.9237622 606.7377988 605.7804756  
 604.7774512 603.6920701 602.3750122 601.2134085 600.0914787  
 599.1280518 607.8597652 606.9359756 605.9542774 604.8963598  
 603.5945244 602.4359726 601.3018354 600.3323079 608.7103506  
 607.8445061 606.929872 605.9390183 604.8048811 603.6798628  
 602.5213476 601.5335457 609.8170579 608.9786433 608.0945274  
 607.1433079 606.0762348 604.9573201 603.7317043 602.7255915  
 610.9329238 610.121936 609.2713506 608.3567165 607.3262287  
 606.2347409 605.0487988 603.9298811 612.024372 611.2378018  
 610.426814 609.5579207 608.5762195 607.5244055 606.3658537  
 605.137189

\*\* \*\* NULL BLOCKS  
 \*\* \*\* -----  
 \*\*  
 \*\* \*\* Blocks with zero porosity are treated as null. In what follows,  
 \*\* \*\* on the right is the 8X17 Set (0 for null, 1 for non-null) for  
 \*\* \*\* one layer; on the left is the data that gives the same map.  
 \*\*  
 \*\*  
 \*\* \*\* ----- I -----  
 \*\*  
 \*\*  
 \*\* \*NULL CON 1  
 \*\* \*MOD 1:7 1 1:35 = 0 \*\* 0 0 0 0 0 0 1 \*\* 1 |  
 \*\* 1:5 2 1:35 = 0 \*\* 0 0 0 0 1 1 1 \*\* 2 |  
 \*\* 1:3 3 1:35 = 0 \*\* 0 0 0 1 1 1 1 \*\* 3 |  
 \*\* 1:1 4 1:35 = 0 \*\* 0 1 1 1 1 1 1 \*\* 4 |  
 \*\* 1:1 5 1:35 = 1 \*\* 1 1 1 1 1 1 1 \*\* 5 |  
 \*\* 1:1 6 1:35 = 1 \*\* 1 1 1 1 1 1 1 \*\* 6 |  
 \*\* 1:1 7 1:35 = 1 \*\* 1 1 1 1 1 1 1 \*\* 7 |  
 \*\* 1:1 8 1:35 = 1 \*\* 1 1 1 1 1 1 1 \*\* 8 |  
 \*\* 1:1 9 1:35 = 1 \*\* 1 1 1 1 1 1 1 \*\* 9 |  
 \*\* 1:1 10 1:35 = 1 \*\* 1 1 1 1 1 1 1 \*\* 10 |  
 \*\* 1:1 11 1:35 = 1 \*\* 1 1 1 1 1 1 1 \*\* 11 |  
 \*\* 1:1 12 1:35 = 1 \*\* 1 1 1 1 1 1 1 \*\* 12 J  
 \*\* 1:1 13 1:35 = 1 \*\* 1 1 1 1 1 1 1 \*\* 13 |  
 \*\* 1:1 14 1:35 = 0 \*\* 0 1 1 1 1 1 1 \*\* 14 |  
 \*\* 1:3 15 1:35 = 0 \*\* 0 0 0 1 1 1 1 \*\* 15 |  
 \*\* 1:5 16 1:35 = 0 \*\* 0 0 0 0 1 1 1 \*\* 16 |  
 \*\* 1:7 17 1:35 = 0 \*\* 0 0 0 0 0 0 1 \*\* 17 |  
 \*\* Block Geometry Modifiers  
 \*\* -----  
 \*\*  
 \*\* Blocks with zero porosity are treated as null. In what follows,  
 \*\* on the right is the 8X17 Set (0 for null, 1 for non-null) for  
 \*\* one layer; on the left is the data that gives the same map.  
 \*\*  
 \*\* KEY V IDIR JDIR KDIR  
 \*VAMOD 2 0.50 1.00 0.50 0.50 \*\* J-DIR EAST BORDER  
 \*VAMOD 3 0.50 1.00 0.50 0.50 \*\* J-DIR WEST BORDER  
 \*VAMOD 4 0.50 0.786 0.50 0.50 \*\* Sw+NW CORNERS  
 \*\*  
 \*VAMOD 5 0.437 1 0.50 0.437 \*\* SE+NE CORNERS L  
 \*VAMOD 6 0.889 1 1 0.889 \*\* (7,2) "

```

*VAMOD 7 0.358 0.645 1 0.358 ** (6,2) "
*VAMOD 8 0.781 1 1 0.781 ** (5,3) "
*VAMOD 9 0.219 0.500 0.874 0.219 ** (4,3) "
*VAMOD 11 0.879 0.929 1.000 0.879 ** (3,4) "
*VAMOD 13 0.111 0.357 0.624 0.111 ** (2,4) "
*VAMOD 12 0.960 1 0.624 0.960 ** (2,5) "
*VAMOD 10 0.996 1.000 1 0.996 ** (4,4) "
**
** ----- I -----
** 1 2 3 4 5 6 7 8
*VATYPE CON 1
*MOD 1:7 1 1:35 = 0 **
1:5 2 1:35 = 0 **
1:3 3 1:35 = 0 **
1:1 4 1:35 = 0 **
1:1 5 1:35 = 1 **
1:1 6 1:35 = 1 **
1:1 7 1:35 = 1 **
1:1 8 1:35 = 1 **
1:1 9 1:35 = 1 **
1:1 10 1:35 = 1 **
1:1 11 1:35 = 1 **
1:1 12 1:35 = 1 **
1:1 13 1:35 = 1 **
1:1 14 1:35 = 0 **
1:3 15 1:35 = 0 **
1:5 16 1:35 = 0 **
1:7 17 1:35 = 0 **

0 0 0 0 0 0 5 ** 1 |
0 0 0 0 0 7 6 2 ** 2 |
0 0 0 9 8 1 1 2 ** 3 |
0 13 11 10 1 1 1 2 ** 4 |
4 12 1 1 1 1 1 2 ** 5 |
3 1 1 1 1 1 1 2 ** 6 |
3 1 1 1 1 1 1 2 ** 7 |
3 1 1 1 1 1 1 2 ** 8 |
3 1 1 1 1 1 1 2 ** 9 |
3 1 1 1 1 1 1 2 ** 10 |
3 1 1 1 1 1 1 2 ** 11 |
3 1 1 1 1 1 1 2 ** 12 J
4 12 1 1 1 1 1 2 ** 13 |
0 13 11 10 1 1 1 2 ** 14 |
0 0 0 9 8 1 1 2 ** 15 |
0 0 0 0 0 7 6 2 ** 16 |
0 0 0 0 0 0 5 ** 17 |

8 1 1:35 = 5 ** OUTER CORNERS
8 17 1:35 = 5
8 2:16 1:35 = 2 ** J-DIR EDGE EAST BORDER
1 6:12 1:35 = 3 ** WEST BORDER

** North Border
8 1 1:35 = 5 ** Corner
7 2 1:35 = 6
6 2 1:35 = 7
5 3 1:35 = 8
4 3 1:35 = 9
4 4 1:35 = 10
3 4 1:35 = 11
2 5 1:35 = 12
2 4 1:35 = 13
1 5 1:35 = 4 ** Middle "corner"
1 13 1:35 = 4

** South Border
8 17 1:35 = 5 ** Corner
7 16 1:35 = 6
6 16 1:35 = 7
5 15 1:35 = 8
4 15 1:35 = 9
4 14 1:35 = 10
3 14 1:35 = 11
2 13 1:35 = 12
2 14 1:35 = 13
1 13 1:35 = 4 ** Middle "corner"

** 0 = null block, 1 = active block
NULL CON 1

** POROSITY FROM GEOLITH MODEL
*POR *ALL
**CELLS 1 8 1 17 1 35 =
.0000000E+00 .0000000E+00 .0000000E+00 .0000000E+00 .0000000E+00

```

.0000000E+00	.0000000E+00	.2640000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00
.0000000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00	.2560000E+00	.2580000E+00
.2580000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00	.2480000E+00
.2520000E+00	.2540000E+00	.2560000E+00	.2560000E+00	.0000000E+00
.2460000E+00	.2460000E+00	.2480000E+00	.2520000E+00	.2520000E+00
.2540000E+00	.2560000E+00	.2460000E+00	.2460000E+00	.2460000E+00
.2480000E+00	.2500000E+00	.2520000E+00	.2520000E+00	.2480000E+00
.2460000E+00	.2460000E+00	.2460000E+00	.2480000E+00	.2480000E+00
.2500000E+00	.2480000E+00	.2480000E+00	.2460000E+00	.2460000E+00
.2480000E+00	.2480000E+00	.2500000E+00	.2500000E+00	.2480000E+00
.2440000E+00	.2460000E+00	.2480000E+00	.2480000E+00	.2500000E+00
.2500000E+00	.2500000E+00	.2480000E+00	.2440000E+00	.2480000E+00
.2500000E+00	.2500000E+00	.2500000E+00	.2500000E+00	.2500000E+00
.2480000E+00	.2480000E+00	.2500000E+00	.2500000E+00	.2500000E+00
.2500000E+00	.2500000E+00	.2500000E+00	.2480000E+00	.2460000E+00
.2500000E+00	.2500000E+00	.2500000E+00	.2520000E+00	.2520000E+00
.2500000E+00	.2500000E+00	.2440000E+00	.2500000E+00	.2500000E+00
.2520000E+00	.2520000E+00	.2520000E+00	.2520000E+00	.2500000E+00
.2460000E+00	.2500000E+00	.2520000E+00	.2520000E+00	.2540000E+00
[...]				
.2600000E+00	.2350000E+00	.2350000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.2550000E+00	.2550000E+00	.2550000E+00	.2350000E+00
.2350000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2500000E+00
.2550000E+00	.2550000E+00	.2350000E+00	.2350000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.2450000E+00	.2500000E+00	.2500000E+00	.2550000E+00
.2350000E+00	.2400000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.2500000E+00	.2500000E+00	.2350000E+00	.2400000E+00
.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00
.2500000E+00	.2400000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2400000E+00
.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.2450000E+00	.0000000E+00
.0000000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00	.2450000E+00
.2450000E+00	.2450000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00
.0000000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00	.0000000E+00	.2450000E+00

*PERMI *ALL					
**CELLS	1	8	1	17	1
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	183.83800	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	81.22098	291.29001
211.19000	.00000	.00000	.00000	.00000	63.91700
135.30800	145.86400	165.05600	176.96600	.00000	
97.72018	184.70750	122.81000	4.73200	168.42599	
82.58600	173.41400	340.70740	357.38000	177.95599	
4.41400	4.74400	3.85200	3.64800	449.92801	
463.45801	462.50400	167.70799	2.35200	2.12600	
2.59000	205.43201	362.31000	488.38199	555.02399	
339.46201	166.44000	175.60001	215.54201	246.05600	
288.36801	614.87000	231.60400	514.84198	333.01001	
327.51401	315.24399	300.48999	287.88400	600.14600	
469.19000	428.41400	213.35600	419.17599	399.99200	
335.03601	270.10400	484.63400	512.64801	467.48001	
402.97400	308.09799	399.30801	247.86600	344.36200	
425.93201	505.47400	622.31000	562.19800	585.22998	
188.17200	290.59799	123.41000	459.61600	594.85797	
461.76401	344.23199	298.84399	2.33800	1.68400	
3.72200	339.68399	354.84000	432.53000	253.08800	

[...]	2.75500	2.66847	2.65000	1.36500	2.24000
	1.34000	2.22500	4.27500	3.91500	1.73500
	2.14500	1.64500	5.12500	1.06000	3.52500
	2.92000	2.87500	3.16500	1.22500	5.82500
	3.72000	3.42000	2.61000	3.67500	6.51000
	5.71000	3.47000	1.99500	4.43000	1.81000
	2.97500	3.14500	3.78000	3.27500	2.74000
	2.35500	3.34500	3.54000	4.60500	6.06000
	5.53000	3.01000	5.06500	2.02000	1.65000
	1.84000	2.12500	4.46500	2.81000	5.98000
	6.09000	3.04500	1.69500	1.51000	1.90000
	.88000	4.16000	3.67000	4.08500	2.80500
	5.07500	3.16000	6.14000	1.82000	5.40500
	4.15500	4.71500	3.14000	3.71000	5.02000
	2.91500	2.74000	4.98000	.00000	2.40500
	2.94500	2.94500	4.75500	5.14500	2.53000
	1.83500	.00000	.00000	.00000	1.89000
	3.77000	3.30500	3.83500	4.30500	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	3.60000
	4.07000	2.14500	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.93500
PERMJ EQUALSI					
* PERMK *ALL					
**CELLS	1	8	1	17	1
[...]					35 =
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	47.24286	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
143.73399	340.59219		.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	32.55714	187.20610
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	190.93469	.00000	.00000
	.00000	.00000	669.86133	771.81427	533.15527
423.59219		.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	124.79800
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	200.99030	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
[...]					
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	1818.20300	.00000	.00000
966.03540	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	2370.11694	.00000	887.78931	.00000
	.00000	.00000	.00000	1213.11694	1686.79004
1579.81201	811.99182		.00000	.00000	.00000
1499.40002	1361.60803	1637.81104	1659.46899	834.94873	
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
1929.45105	1530.52197	808.53809	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	599.05499	1099.01904
588.87561	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
1556.03894	361.76669	1019.99200	522.87988	.00000	
	.00000	.00000	.00000	.00000	1219.26794
1138.69299	479.22971	.00000	.00000	.00000	.00000
	.00000	.00000	.00000	.00000	636.06952
	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000

.00000	.00000	687.40942	.00000	.00000
.00000	.00000	.00000	1032.12000	4406.63916
3270.87793	.00000	.00000	.00000	482.98840
1926.31702	2465.45898	3614.59912	1604.63000	.00000
224.50301	1925.46997	2505.85107	2811.78809	2567.41992
3059.69604	1472.35400	.00000	.00000	1938.09802
2465.70410	2597.14990	1429.85901	1700.75696	1316.77405
.00000	.00000	.00000	.00000	1139.44800
1352.01904	1294.65198	1088.04004	.00000	.00000
1432.09094	.00000	1257.73206	941.90289	1510.13501
548.84552	.00000	.00000	.00000	2168.96704
1980.95496	1875.99500	2383.54712	581.04242	.00000
.00000	.00000	2162.93408	2083.00610	2216.94312
1188.49194	769.28192	.00000	2145.70508	1903.35596
1958.89795	1375.93103	1275.44299	1465.24695	466.05670
1495.79700	1261.95801	1398.40503	1415.74097	1436.52502
1615.92102	1269.11694	1214.67505	1395.19495	1333.17603
1550.08496	1609.67102	1432.09399	1618.41504	2617.19092
1099.11096	1524.73401	1510.11401	1720.39001	1703.92505
1370.77698	1672.32800	1312.94495	510.06830	.00000
1349.09705	1677.35706	1670.57605	1844.56201	1729.64697
1454.52502	756.53198	.00000	.00000	.00000
1807.41699	2058.72192	1407.99902	1441.07898	738.53870
.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
1499.29395	1643.84204	685.69440	.00000	.00000
.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
745.60107	.00000	.00000	.00000	.00000
.00000	.00000	.00000	299.82001	.00000
.00000	.00000	.00000	.00000	547.08069
1165.62402	675.27197	.00000	.00000	.00000
.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
[...]	.00000	.00000	.00000	.00000
.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
.00000	.00000	.00000	.00000	.00000

\*\* 0 = pinched block, 1 = active block

PINCHOUTARRAY CON 1

\*END-GRID

ROCKTYPE 1

\*\* ROCK COMPRESSIBILITIES

\*CPOR 1.e-4 \*\* SIGNALS INPUT OF ROCK COMPRESSIBILITIES

\*PRPOR 101.1 \*\* SIGNALS INPUT OF REF PRESSURE FOR ROCK COMPRESSIBILITIES

\*\* ===== FLUID DEFINITIONS =====

\*\*Add chloride

\*MODEL 5 5 5 4 \*\* All components except oil are aqueous based

\*COMPNAME 'WATER' 'CHLORIDE' 'POLYMER' 'SURF' 'OIL'

\*\* ----- ----- ----- ----- -----

\*CMM .018 .03545 100. .548 .100

\*\* MOLECULAR WEIGHT IN SI UNITS

\*\* polymer molecular weight is assumed

\*\* oil molecular weight is assumed

\*\* ----- ----- ----- ----- -----

\*MOLDEN 55555.55 28208.7 10 1824.82 9240 \*\*Density

\*\* ----- ----- ----- ----- -----

```

*CP      3e-6    3e-6    3e-6    3e-6    1.0e-5  **Compressibility (units 1/kPa)
*CT1     0e-6    0e-6    0e-6    0e-6    -5.883e-4   **Thermal expansion
*PCRIT   22110.0  0       0       0       0       **Critical pressure in kPa
*TCRIT   374.150  0       0       0       0       **Critical temperature in deg C

**           Critical properties used for gas density (not necessary here)

*SOLID_DEN 'POLYMER' 10           0       0
*SOLID_DEN 'SURF'     1824.82    0       0

**  Xanthan polymer effects on viscosity (20 cp at 0.075 mass fraction)
**  Surfactant choosen to get 10 cp at 0.03 mass frac.

*AVISC      0.600    .6      70.     .60      3.2
**Assigned liq. viscosity same units in lab and field
**           polymer and surfactant viscosities can be investigated further

** Nonlinear mixing rules for liquid phase viscosity
*VSMIXCOMP 'POLYMER'
*VSMIXENDP 0 0.00000027           **Between 0 & 1500 ppm
**For Xanthan (comp. 2)
*VSMIXFUNC 0 0.15 0.28 0.42 0.52 0.63 0.7 0.79 0.87 0.94 1
**Fit of nonlinear curve to nonlinear viscosity mixing function
**  Salinity effects on polymer viscosity, keyword *VSSALTCMP
**  The first parameter is the component name of the salt affecting the polymer
viscosity.
**  The second parameter is the salinity mole/mass fraction below which the
polymer viscosity
**  is considered independent of salinity(i.e. this is the enforced minimum
salinity of the phase).
**  The third parameter is the slope of viscosity vs. salinity on a log-log
plot.
**  The slope parameter is usually a large negative value for HPAM's and small
and positve
**  for polysaccharides (bio-polymers).
**  typical bio-polymer
*VSSALTCMP 'CHLORIDE' 1.0e-5 0.1695

**  typical HPAM
**VSSALTCMP 'CHLORIDE' 1.8E-4 -0.6

** THE FOLLOWING MUST BE CONVERTED TO LAB UNITS. these are references used for
mass densities
*PRSR  4136.8
*TEMR  97.22
*PSURF 101.1
*TSURF 21.1

**  Default K values for water, polymer, surf are overwritten (set to zero)

*GASLIQKV          ** The following are gas-liquid K values
*KVTABLIM 101.3 7213.8 15.5 148.9   **P-low, P-high, T-low, T-high

*KVTABLE 'WATER'    ** Want no water in gas phase (override default)
2*0
2*0
*KVTABLE 'POLYMER'  ** Want no polymer in gas phase (override default)
2*0
2*0
*KVTABLE 'SURF'     ** Want no surfactant in gas phase (override default)
2*0
2*0

```

```

*KVTABLE 'CHLORIDE'          ** Want no chloride in gas phase (override default)
 2*0
 2*0

*LIQLIQKV      ** Define liquid-liquid K values (for lower phase microemulsions)
                  ** Note oil is solubilized by surfactant in the aqueous phase
                  ** Uses Hand's parametrization of compositionally dependent K
values
*-----**

** Limited concentration K value table:
** (with K values for maximum surfactant concentrations equal to injected)
*KVTABLIM 101.1 7213.8 15.5 149

*KVKEYCOMP 'SURF' *RATIOW 0 0.0013139 1.0 0.0
** Modified old stuflu020 to give a BNC similar to UTCHEM
** z21 = (1/A) (z33/z13)^2
** conversion from mass to mole basis for stars-me BNC mapping changes A to
A*CMMwater*CMMoil/CMMsurf^2
** using A = 0.07438 for mass frac gives A = .0004458 for mole basis
*KVTABLE 'OIL'           ** Each component has a P-T dependent table at
*KEYCOMP                 ** the following values of ratioW :
 2*0
 2*0           ** z33 = 0.0
*KEYCOMP
 2*0.000242      ** 0.001344 mass basis, mass to mole basis requires
factor of CMMoil/CMMsurf for stars-BNC
 2*0.000242
*KEYCOMP
 2*0.000968      ** 0.005378 mass basis
 2*0.000968
*KEYCOMP
 2*0.002178      ** 0.012 mass basis
 2*0.002178
*KEYCOMP
 2*0.0038722
 2*0.0038722      ** z33/z13 = 0.0013139
*-----**

** ===== ROCK-FLUID PROPERTIES =====

*ROCKFLUID
RPT 1

** Interpolation between 2 sets: high versus low IFT/ Cap No. situations.

*INTCOMP 'OIL' *WATER

*IFTTABLE    ** UTCHEM assumes ift is function of solubilization ratio
                  ** STARS gives ift as a function of solubilized oil (from K values)
** IFT has same units in lab and field
** Make new IFT curve to match HBNC = 0.12, A =.0004458 BNC
** Note, mass to mole fractions of oil in water requires conversion factor of
CMMwater/CMMoil
**      oil mass frac      IFT
**      -----  -----
 0.00          20.0000
 0.0018        0.680584
 0.0036        0.159259
 0.0054        0.050759
 0.0072        0.018914
*INTLIN    ** Linear interpolation of X(oil)
** Set #1: High IFT, corresponding to no surfactant

```

```

** -----
KRINTRP 1

**DTRAPW -3.9 *DTRAPN -4.5 ** Critical cap num for detrapping to begin
*DTRAPW -4.4
*DTRAPN -5.0 ** Critical cap num for detrapping to begin

*SWT ** WATER-OIL RELATIVE PERMEABILITIES
** Capillary numbers for SI and Field in fourth and fifth columns are commented
out for comparison to ME
**      SW          KRW          KROW      Pcow
** -----
0.0      0.0      1.0      **40.72
0.05     0.0      1.0      **40.72
0.1      0.0      1.0      **40.72
0.15     0.0      1.0      **40.72
0.19     0.000000  1.000000 **40.72 **5.91
0.20     0.000159  0.95162  **37.21 **5.40
0.22     0.001149  0.85959  **33.83 **4.91
0.24     0.002881  0.77370  **30.66 **4.45
0.26     0.005279  0.66373  **27.69 **4.02
0.28     0.008299  0.61947  **24.94 **3.62
0.30     0.011909  0.55070  **22.32 **3.24
0.32     0.016087  0.48723  **19.91 ** 2.89
0.34     0.020813  0.42882  **17.63 ** 2.56
0.36     0.026073  0.37529  **15.57 ** 2.26
0.38     0.031852  0.32640  **13.64 ** 1.98
0.40     0.038139  0.28196  **11.92 ** 1.73
0.42     0.044925  0.24174  **10.33 ** 1.50
0.44     0.052200  0.20555  **8.82 ** 1.28
0.46     0.059956  0.17316  **7.51 ** 1.09
0.48     0.068186  0.14436  **6.34 ** 0.92
0.50     0.076883  0.11895  **5.31 ** 0.77
0.52     0.086041  0.09671  **4.34 ** 0.63
0.54     0.095654  0.07743  **3.51 ** 0.51
0.56     0.105716  0.06090  **2.895 ** 0.40
0.58     0.116224  0.04691  **2.137 ** 0.31
0.60     0.127172  0.03524  **1.655 ** 0.24
0.62     0.138555  0.02569  **1.172 ** 0.17
**      0.64     0.150370  0.01804  0.14
0.66     0.162613  0.01208  **.689 ** 0.1
**      0.68     0.175280  0.00761  0.0
0.70     0.188367  0.00440  **0.0
**      0.72     0.201872  0.00225  0.0
0.74     0.215791  0.00095  **0.0
0.76     0.230120  0.00028  **0.0
0.80     0.260000  0.00000  **0.0
0.85     0.445 0.0  **0.0
0.9      0.63 0.0  **0.0
0.95    0.815 0.0  **0.0
1.0      1.0 0.0  **0.0
*SLT ** LIQUID-GAS RELATIVE PERMEABILITIES
**      SL          KRG          KROG
** -----
0.29     0.4200  0.000
0.32     0.36898 0.00179
0.34     0.33737 0.00496
0.36     0.30762 0.00972
0.38     0.27967 0.01607
0.40     0.25347 0.02400
0.42     0.22896 0.03353
**      0.44     0.20608 0.04463
0.46     0.18478 0.05733

```

```

          0.48      0.16500  0.07161
          0.50      0.14668  0.08748
          0.52      0.12978  0.10494
          0.54      0.11422  0.12398
          0.56      0.09996  0.14461
**          0.58      0.08694  0.16683
          0.60      0.07510  0.19064
          0.62      0.06439  0.21603
          0.64      0.05475  0.24301
          0.66      0.04612  0.27157
**          0.68      0.03845  0.30173
          0.70      0.03168  0.33347
**          0.72      0.02576  0.36679
          0.74      0.02063  0.40171
          0.76      0.01622  0.43821
**          0.78      0.01250  0.47629
          0.80      0.00939  0.51597
          0.82      0.00684  0.55723
**          0.84      0.00481  0.60008
          0.86      0.00322  0.64451
**          0.88      0.00203  0.69054
          0.90      0.00117  0.73815
          0.92      0.00060  0.78734
          0.94      0.00025  0.83813
          0.96      0.00008  0.89050
          0.98      0.00001  0.94446
          1.00      0.00000  1.00000

** No vertical initialization so do not require setting swcon
** SWCON .19
** Set #2: Low IFT, corresponding to high surfactant concentration
** -----
KRINTRP 2
**DTRAPW -1.3 *DTRAPN -2.3 ** Critical cap num for complete detrapping
DTRAPW -1.8
** Critical cap num for complete detrapping
DTRAPN -2.8

```

\*SWT \*\* Water-oil relative permeabilities

**	Sw	Krw	Krow
**	-----	-----	-----
	0.0	0.0	1.
	0.1	0.1	0.9
	0.2	0.2	0.8
	0.3	0.3	0.7
	0.4	0.4	0.6
	0.5	0.5	0.5
	0.6	0.6	0.4
	0.7	0.7	0.3
	0.8	0.8	0.2
	0.9	0.9	0.1
	1.0	1.0	0.0
**	Sl	krg	krog
SLT			
	0.29	0.4200	0.000
	0.32	0.36898	0.00179
	0.34	0.33737	0.00496
	0.36	0.30762	0.00972
	0.38	0.27967	0.01607
	0.40	0.25347	0.02400
	0.42	0.22896	0.03353

0.46	0.18478	0.05733
0.48	0.16500	0.07161
0.50	0.14668	0.08748
0.52	0.12978	0.10494
0.54	0.11422	0.12398
0.56	0.09996	0.14461
0.60	0.07510	0.19064
0.62	0.06439	0.21603
0.64	0.05475	0.24301
0.66	0.04612	0.27157
0.70	0.03168	0.33347
0.74	0.02063	0.40171
0.76	0.01622	0.43821
0.80	0.00939	0.51597
0.82	0.00684	0.55723
0.86	0.00322	0.64451
0.90	0.00117	0.73815
0.92	0.00060	0.78734
0.94	0.00025	0.83813
0.96	0.00008	0.89050
0.98	0.00001	0.94446
1.00	0.00000	1.00000

\*\*WCRV 2 OCRV 2

\*\* Adsorption Data  
 \*\* -----  
 \*ADSCOMP 'SURF' \*GLOBAL \*\* Reversible adsorption of aqueous surfactant  
 \*ADSLANG \*\* Langmuir isotherm  
 169297.88 0.0 21706.89 \*\* Field to SI conversion for tad1 = 16, tad3 is  
 unitless  
 \*\* Conversion of tad1 term in kgfluid/m3PV to mol basis is division by CMM  
 fluid =4274/.025  
 \*\* Conversion of tad3 term in kgfluid/kgsurf to mole basis is mult by  
 CMMsurf/CMMfluid = 1000\*.548/.025  
 \*\* Note assuming fluid is .65 water and .35 oil but will change over time  
 \*\* Field units 2.672e+2 0.0 1000 \*\* (a31+a32\*cse)\*rhos = (2.5 +  
 0.5\*2.6)\*70.326 = 2.672e+2  
 \*ADMAXT 3.9 \*\* 50% of tad1/tad3 conversion is kgsurf/m3PV (division by  
 CMMsurf) -> molsurf/m3PV = 2.137/.548  
 \*ADRT 3.9 \*\* 2.137 \*\* No flow modications from adsorption

\*ADSCOMP 'POLYMER' \*GLOBAL  
 \*\* Langmuir coeff's are dimensionless  
 \*ADSLANG  
 443.640.0 396111.11  
 \*\* mass basis 11.2 0.0 100  
 \*\* similar conversion as above but poly CMM is 100 kg/mol  
 \*ADMAXT .0448 \*\*mass basis is 4.48, division by CMMpoly  
 \*ADRT .0448 \*\* mass basis is 4.48  
 \*RRFT 2.4 \*\*PORFT 0.8

\*\* ===== INITIAL CONDITIONS =====

\*\*

\*INITIAL

\*VERTICAL \*DEPTH\_AVE

\*\* NO GAS OIL CONTACT LAYER AND WATER/OIL CONTACT IS BELOW RESERVOIR  
 REFPRES 2923.4  
 \*REFBLOCK 8 1 1  
 \*\* VERICAL INITIALIZATION NOT USED FOR THIS TEST FILE  
 \*\*PRES \*CON 2923.4

```

*SW *CON 0.65
*SO *CON 0.35
DWOC 680
*TEMP *CON 97.22
MFRAC_WAT 'WATER' CON 1
MFRAC_OIL 'OIL' CON 1

```

```
** ===== NUMERICAL CONTROL =====
```

```

*Numerical
*ITERMAX 100
*DTMAX 90
*TFORM *ZT
*ISOTHERMAL
NORM PRESS 150 TEMP 50 ZO 0.2 ZNCG 0.2 ZAQ 0.2
**NORM *PRESS 1 *ZO .1 *TEMP 50 *ZNCG .1 *ZAQ .1
*SHIFT *MWT

```

```
** ===== RECURRENT DATA =====
```

```

*RUN
*DATE 2011 1 1.5

*DTWELL 0.05
**
**
**      ** -----
**      ** 11000 DAYS OF WATER INJECTION (30 YEARS) THROUGH X LAYERS
**      ** -----
**      ** -----
**      *WELL 1 'PROD1' *VERT 8 1 *FRAC 0.1667
**
WELL 'PROD1' VERT 8 1 FRAC 0.1667
** *WELL 2 'PROD2' *VERT 8 17 *FRAC 0.1667
**
WELL 'PROD2' VERT 8 17 FRAC 0.1667
** *WELL 3 'PROD3' *VERT 1 13 *FRAC 0.3333
**
WELL 'PROD3' VERT 1 13 FRAC 0.3333
** *WELL 4 'PROD4' *VERT 1 5 *FRAC 0.3333
**
WELL 'PROD4' VERT 1 5 FRAC 0.3333
** *WELL 5 'INJ' *VERT 8 9 *FRAC 0.5
**
WELL 'INJ' VERT 8 9 FRAC 0.5
PRODUCER 'PROD1'
OPERATE MAX STL 1112.9 CONT REPEAT
OPERATE MIN BHP 1241.0 CONT REPEAT
      **      K      ff
**      rad  geofac  wfrac  skin
GEOMETRY K 0.076 0.229 1.0 0.0
      PERF      GEO 'PROD1'
** UBA      ff      Status Connection
  8 1 1      1.0  OPEN  FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
  8 1 2      1.0  OPEN  FLOW-TO 1
  8 1 3      1.0  OPEN  FLOW-TO 2
  8 1 4      1.0  OPEN  FLOW-TO 3
  8 1 5      1.0  OPEN  FLOW-TO 4
  8 1 6      1.0  OPEN  FLOW-TO 5
  8 1 7      1.0  OPEN  FLOW-TO 6

```

8 1 8	1.0	OPEN	FLOW-TO	7	
8 1 9	1.0	OPEN	FLOW-TO	8	
8 1 10	1.0	OPEN	FLOW-TO	9	
8 1 11	1.0	OPEN	FLOW-TO	10	
8 1 12	1.0	OPEN	FLOW-TO	11	
8 1 13	1.0	OPEN	FLOW-TO	12	
8 1 14	1.0	OPEN	FLOW-TO	13	
8 1 15	1.0	OPEN	FLOW-TO	14	
8 1 16	1.0	OPEN	FLOW-TO	15	
8 1 17	1.0	OPEN	FLOW-TO	16	
8 1 18	1.0	OPEN	FLOW-TO	17	
8 1 19	1.0	OPEN	FLOW-TO	18	
8 1 20	1.0	OPEN	FLOW-TO	19	
8 1 21	1.0	OPEN	FLOW-TO	20	
8 1 22	1.0	OPEN	FLOW-TO	21	
8 1 23	1.0	OPEN	FLOW-TO	22	
8 1 24	1.0	OPEN	FLOW-TO	23	
8 1 25	1.0	OPEN	FLOW-TO	24	
8 1 26	1.0	OPEN	FLOW-TO	25	
8 1 27	1.0	OPEN	FLOW-TO	26	
8 1 28	1.0	OPEN	FLOW-TO	27	
8 1 29	1.0	OPEN	FLOW-TO	28	
8 1 30	1.0	OPEN	FLOW-TO	29	
8 1 31	1.0	OPEN	FLOW-TO	30	
8 1 32	1.0	OPEN	FLOW-TO	31	
8 1 33	1.0	OPEN	FLOW-TO	32	
8 1 34	1.0	OPEN	FLOW-TO	33	
8 1 35	1.0	OPEN	FLOW-TO	34	
PRODUCER 'PROD2'					
OPERATE	MAX	STL	1112.9	CONT	REPEAT
OPERATE	MIN	BHP	1241.0	CONT	REPEAT
**          K          ff					
**	rad	geofac	wfrac	skin	
GEOMETRY	K	0.076	0.229	1.0	0.0
PERF	GEO 'PROD2'				
** UBA	ff                  Status    Connection				
8 17 1	1.0	OPEN	FLOW-TO	'SURFACE'	REFLAYER
8 17 2	1.0	OPEN	FLOW-TO	1	
8 17 3	1.0	OPEN	FLOW-TO	2	
8 17 4	1.0	OPEN	FLOW-TO	3	
8 17 5	1.0	OPEN	FLOW-TO	4	
8 17 6	1.0	OPEN	FLOW-TO	5	
8 17 7	1.0	OPEN	FLOW-TO	6	
8 17 8	1.0	OPEN	FLOW-TO	7	
8 17 9	1.0	OPEN	FLOW-TO	8	
8 17 10	1.0	OPEN	FLOW-TO	9	
8 17 11	1.0	OPEN	FLOW-TO	10	
8 17 12	1.0	OPEN	FLOW-TO	11	
8 17 13	1.0	OPEN	FLOW-TO	12	
8 17 14	1.0	OPEN	FLOW-TO	13	
8 17 15	1.0	OPEN	FLOW-TO	14	
8 17 16	1.0	OPEN	FLOW-TO	15	
8 17 17	1.0	OPEN	FLOW-TO	16	
8 17 18	1.0	OPEN	FLOW-TO	17	
8 17 19	1.0	OPEN	FLOW-TO	18	
8 17 20	1.0	OPEN	FLOW-TO	19	
8 17 21	1.0	OPEN	FLOW-TO	20	
8 17 22	1.0	OPEN	FLOW-TO	21	
8 17 23	1.0	OPEN	FLOW-TO	22	
8 17 24	1.0	OPEN	FLOW-TO	23	
8 17 25	1.0	OPEN	FLOW-TO	24	
8 17 26	1.0	OPEN	FLOW-TO	25	
8 17 27	1.0	OPEN	FLOW-TO	26	
8 17 28	1.0	OPEN	FLOW-TO	27	

```

8 17 29      1.0  OPEN    FLOW-TO  28
8 17 30      1.0  OPEN    FLOW-TO  29
8 17 31      1.0  OPEN    FLOW-TO  30
8 17 32      1.0  OPEN    FLOW-TO  31
8 17 33      1.0  OPEN    FLOW-TO  32
8 17 34      1.0  OPEN    FLOW-TO  33
8 17 35      1.0  OPEN    FLOW-TO  34
PRODUCER 'PROD3'
OPERATE MAX STL 1112.9 CONT REPEAT
OPERATE MIN BHP 1241.0 CONT REPEAT
      **      K      ff
**      rad  geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.076 0.229 1.0 0.0
      PERF      GEO 'PROD3'
** UBA      ff      Status Connection
1 13 1      1.0  OPEN    FLOW-TO  'SURFACE'  REFLAYER
1 13 2      1.0  OPEN    FLOW-TO  1
1 13 3      1.0  OPEN    FLOW-TO  2
1 13 4      1.0  OPEN    FLOW-TO  3
1 13 5      1.0  OPEN    FLOW-TO  4
1 13 6      1.0  OPEN    FLOW-TO  5
1 13 7      1.0  OPEN    FLOW-TO  6
1 13 8      1.0  OPEN    FLOW-TO  7
1 13 9      1.0  OPEN    FLOW-TO  8
1 13 10     1.0  OPEN    FLOW-TO  9
1 13 11     1.0  OPEN    FLOW-TO  10
1 13 12     1.0  OPEN    FLOW-TO  11
1 13 13     1.0  OPEN    FLOW-TO  12
1 13 14     1.0  OPEN    FLOW-TO  13
1 13 15     1.0  OPEN    FLOW-TO  14
1 13 16     1.0  OPEN    FLOW-TO  15
1 13 17     1.0  OPEN    FLOW-TO  16
1 13 18     1.0  OPEN    FLOW-TO  17
1 13 19     1.0  OPEN    FLOW-TO  18
1 13 20     1.0  OPEN    FLOW-TO  19
1 13 21     1.0  OPEN    FLOW-TO  20
1 13 22     1.0  OPEN    FLOW-TO  21
1 13 23     1.0  OPEN    FLOW-TO  22
1 13 24     1.0  OPEN    FLOW-TO  23
1 13 25     1.0  OPEN    FLOW-TO  24
1 13 26     1.0  OPEN    FLOW-TO  25
1 13 27     1.0  OPEN    FLOW-TO  26
1 13 28     1.0  OPEN    FLOW-TO  27
1 13 29     1.0  OPEN    FLOW-TO  28
1 13 30     1.0  OPEN    FLOW-TO  29
1 13 31     1.0  OPEN    FLOW-TO  30
1 13 32     1.0  OPEN    FLOW-TO  31
1 13 33     1.0  OPEN    FLOW-TO  32
1 13 34     1.0  OPEN    FLOW-TO  33
1 13 35     1.0  OPEN    FLOW-TO  34
PRODUCER 'PROD4'
OPERATE MAX STL 1112.9 CONT REPEAT
OPERATE MIN BHP 1241.0 CONT REPEAT
      **      K      ff
**      rad  geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.076 0.229 1.0 0.0
      PERF      GEO 'PROD4'
** UBA      ff      Status Connection
1 5 1       1.0  OPEN    FLOW-TO  'SURFACE'  REFLAYER
1 5 2       1.0  OPEN    FLOW-TO  1
1 5 3       1.0  OPEN    FLOW-TO  2
1 5 4       1.0  OPEN    FLOW-TO  3
1 5 5       1.0  OPEN    FLOW-TO  4
1 5 6       1.0  OPEN    FLOW-TO  5

```

1 5 7	1.0	OPEN	FLOW-TO	6
1 5 8	1.0	OPEN	FLOW-TO	7
1 5 9	1.0	OPEN	FLOW-TO	8
1 5 10	1.0	OPEN	FLOW-TO	9
1 5 11	1.0	OPEN	FLOW-TO	10
1 5 12	1.0	OPEN	FLOW-TO	11
1 5 13	1.0	OPEN	FLOW-TO	12
1 5 14	1.0	OPEN	FLOW-TO	13
1 5 15	1.0	OPEN	FLOW-TO	14
1 5 16	1.0	OPEN	FLOW-TO	15
1 5 17	1.0	OPEN	FLOW-TO	16
1 5 18	1.0	OPEN	FLOW-TO	17
1 5 19	1.0	OPEN	FLOW-TO	18
1 5 20	1.0	OPEN	FLOW-TO	19
1 5 21	1.0	OPEN	FLOW-TO	20
1 5 22	1.0	OPEN	FLOW-TO	21
1 5 23	1.0	OPEN	FLOW-TO	22
1 5 24	1.0	OPEN	FLOW-TO	23
1 5 25	1.0	OPEN	FLOW-TO	24
1 5 26	1.0	OPEN	FLOW-TO	25
1 5 27	1.0	OPEN	FLOW-TO	26
1 5 28	1.0	OPEN	FLOW-TO	27
1 5 29	1.0	OPEN	FLOW-TO	28
1 5 30	1.0	OPEN	FLOW-TO	29
1 5 31	1.0	OPEN	FLOW-TO	30
1 5 32	1.0	OPEN	FLOW-TO	31
1 5 33	1.0	OPEN	FLOW-TO	32
1 5 34	1.0	OPEN	FLOW-TO	33
1 5 35	1.0	OPEN	FLOW-TO	34

\*\* INJECT WATER BASELINE  
 \*\* INJECT ONLY WATER

INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'  
 INCOMP WATER 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0  
 TINJW 97.22  
 QUAL 0.0  
 OPERATE MAX STW 1033.4 CONT REPEAT  
 OPERATE MAX BHP 6894.75 CONT REPEAT

**	rad	geofac	wfrac	skin
GEOMETRY	K	0.076	0.235	1.0 0.0
PERF		GEO	'INJ'	
** UBA		ff		Status Connection
8 9 1		1.0	OPEN	FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER
8 9 2		1.0	OPEN	FLOW-FROM 1
8 9 3		1.0	OPEN	FLOW-FROM 2
8 9 4		1.0	OPEN	FLOW-FROM 3
8 9 5		1.0	OPEN	FLOW-FROM 4
8 9 6		1.0	OPEN	FLOW-FROM 5
8 9 7		1.0	OPEN	FLOW-FROM 6
8 9 8		1.0	OPEN	FLOW-FROM 7
8 9 9		1.0	OPEN	FLOW-FROM 8
8 9 10		1.0	OPEN	FLOW-FROM 9
8 9 11		1.0	OPEN	FLOW-FROM 10
8 9 12		1.0	OPEN	FLOW-FROM 11
8 9 13		1.0	OPEN	FLOW-FROM 12
8 9 14		1.0	OPEN	FLOW-FROM 13
8 9 15		1.0	OPEN	FLOW-FROM 14
8 9 16		1.0	OPEN	FLOW-FROM 15
8 9 17		1.0	OPEN	FLOW-FROM 16
8 9 18		1.0	OPEN	FLOW-FROM 17
8 9 19		1.0	OPEN	FLOW-FROM 18
8 9 20		1.0	OPEN	FLOW-FROM 19
8 9 21		1.0	OPEN	FLOW-FROM 20
8 9 22		1.0	OPEN	FLOW-FROM 21

8 9 23	1.0	OPEN	FLOW-FROM	22
8 9 24	1.0	OPEN	FLOW-FROM	23
8 9 25	1.0	OPEN	FLOW-FROM	24
8 9 26	1.0	OPEN	FLOW-FROM	25
8 9 27	1.0	OPEN	FLOW-FROM	26
8 9 28	1.0	OPEN	FLOW-FROM	27
8 9 29	1.0	OPEN	FLOW-FROM	28
8 9 30	1.0	OPEN	FLOW-FROM	29
8 9 31	1.0	OPEN	FLOW-FROM	30
8 9 32	1.0	OPEN	FLOW-FROM	31
8 9 33	1.0	OPEN	FLOW-FROM	32
8 9 34	1.0	OPEN	FLOW-FROM	33
8 9 35	1.0	OPEN	FLOW-FROM	34

\*WRST \*TNEXT

\*TIME 365

DTWELL 0.05

\*\*INJECT POLYMER SURFACTANT 1wt% SALT SLUG  
\*\*

Polymer Surfactant salt slug

INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'

INCOMP WATER 0.993853 0.00508 1.393e-007 0.0010666 0.0

TINJW 97.22

QUAL 0.0

OPERATE MAX STW 1033.4 CONT REPEAT

OPERATE MAX BHP 6894.75 CONT REPEAT

\*\* K ff

\*\* rad geofac wfrac skin

GEOMETRY K 0.076 0.235 1.0 0.0

PERF GEO 'INJ'

\*\* UBA ff Status Connection

8 9 1	1.0	OPEN	FLOW-FROM	'SURFACE'	REFLAYER
8 9 2	1.0	OPEN	FLOW-FROM	1	
8 9 3	1.0	OPEN	FLOW-FROM	2	
8 9 4	1.0	OPEN	FLOW-FROM	3	
8 9 5	1.0	OPEN	FLOW-FROM	4	
8 9 6	1.0	OPEN	FLOW-FROM	5	
8 9 7	1.0	OPEN	FLOW-FROM	6	
8 9 8	1.0	OPEN	FLOW-FROM	7	
8 9 9	1.0	OPEN	FLOW-FROM	8	
8 9 10	1.0	OPEN	FLOW-FROM	9	
8 9 11	1.0	OPEN	FLOW-FROM	10	
8 9 12	1.0	OPEN	FLOW-FROM	11	
8 9 13	1.0	OPEN	FLOW-FROM	12	
8 9 14	1.0	OPEN	FLOW-FROM	13	
8 9 15	1.0	OPEN	FLOW-FROM	14	
8 9 16	1.0	OPEN	FLOW-FROM	15	
8 9 17	1.0	OPEN	FLOW-FROM	16	
8 9 18	1.0	OPEN	FLOW-FROM	17	
8 9 19	1.0	OPEN	FLOW-FROM	18	
8 9 20	1.0	OPEN	FLOW-FROM	19	
8 9 21	1.0	OPEN	FLOW-FROM	20	
8 9 22	1.0	OPEN	FLOW-FROM	21	
8 9 23	1.0	OPEN	FLOW-FROM	22	
8 9 24	1.0	OPEN	FLOW-FROM	23	
8 9 25	1.0	OPEN	FLOW-FROM	24	
8 9 26	1.0	OPEN	FLOW-FROM	25	
8 9 27	1.0	OPEN	FLOW-FROM	26	
8 9 28	1.0	OPEN	FLOW-FROM	27	
8 9 29	1.0	OPEN	FLOW-FROM	28	
8 9 30	1.0	OPEN	FLOW-FROM	29	
8 9 31	1.0	OPEN	FLOW-FROM	30	
8 9 32	1.0	OPEN	FLOW-FROM	31	

```

8 9 33      1.0  OPEN    FLOW-FROM  32
8 9 34      1.0  OPEN    FLOW-FROM  33
8 9 35      1.0  OPEN    FLOW-FROM  34
*TIME 375
*TIME 385
*TIME 395
*TIME 405
*TIME 415
*TIME 425
*TIME 435
*TIME 445
*TIME 455
*TIME 465
*TIME 475
*TIME 485
*TIME 495
*TIME 505
*TIME 515

*WRST *TNEXT

*TIME 730

DTWELL 0.05          **INJECT POLYMER DRIVE
**                                     **

Polymer drive
INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'
INCOMP WATER 0.999999986 0.0 1.393e-007 0.0 0.0
TINJW 97.22
QUAL 0.0
OPERATE MAX STW 1033.4 CONT REPEAT
OPERATE MAX BHP 6894.75 CONT REPEAT
      ** K ff
**      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.076 0.235 1.0 0.0
      PERF GEO 'INJ'
** UBA      ff      Status Connection
  8 9 1      1.0  OPEN    FLOW-FROM  'SURFACE'  REFLAYER
  8 9 2      1.0  OPEN    FLOW-FROM  1
  8 9 3      1.0  OPEN    FLOW-FROM  2
  8 9 4      1.0  OPEN    FLOW-FROM  3
  8 9 5      1.0  OPEN    FLOW-FROM  4
  8 9 6      1.0  OPEN    FLOW-FROM  5
  8 9 7      1.0  OPEN    FLOW-FROM  6
  8 9 8      1.0  OPEN    FLOW-FROM  7
  8 9 9      1.0  OPEN    FLOW-FROM  8
  8 9 10     1.0  OPEN    FLOW-FROM  9
  8 9 11     1.0  OPEN    FLOW-FROM  10
  8 9 12     1.0  OPEN    FLOW-FROM  11
  8 9 13     1.0  OPEN    FLOW-FROM  12
  8 9 14     1.0  OPEN    FLOW-FROM  13
  8 9 15     1.0  OPEN    FLOW-FROM  14
  8 9 16     1.0  OPEN    FLOW-FROM  15
  8 9 17     1.0  OPEN    FLOW-FROM  16
  8 9 18     1.0  OPEN    FLOW-FROM  17
  8 9 19     1.0  OPEN    FLOW-FROM  18
  8 9 20     1.0  OPEN    FLOW-FROM  19
  8 9 21     1.0  OPEN    FLOW-FROM  20
  8 9 22     1.0  OPEN    FLOW-FROM  21
  8 9 23     1.0  OPEN    FLOW-FROM  22
  8 9 24     1.0  OPEN    FLOW-FROM  23
  8 9 25     1.0  OPEN    FLOW-FROM  24
  8 9 26     1.0  OPEN    FLOW-FROM  25
  8 9 27     1.0  OPEN    FLOW-FROM  26

```

8 9 28	1.0	OPEN	FLOW-FROM	27
8 9 29	1.0	OPEN	FLOW-FROM	28
8 9 30	1.0	OPEN	FLOW-FROM	29
8 9 31	1.0	OPEN	FLOW-FROM	30
8 9 32	1.0	OPEN	FLOW-FROM	31
8 9 33	1.0	OPEN	FLOW-FROM	32
8 9 34	1.0	OPEN	FLOW-FROM	33
8 9 35	1.0	OPEN	FLOW-FROM	34

\*TIME 1095

\*WPRN \*GRID \*TNEXT  
 \*WRST \*TNEXT

\*TIME 1460

*DTWELL 0.05		**INJECT POLYMER TAPER		
** Polymer				
slug				
INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'				
INCOMP WATER 0.99999993 0.0 6.97e-008 0.0 0.0				
TINJW 97.22				
QUAL 0.0				
OPERATE MAX STW 1033.4 CONT REPEAT				
OPERATE MAX BHP 6894.75 CONT REPEAT				
** K ff				
** rad geofac wfrac skin				
GEOMETRY K 0.076 0.235 1.0 0.0				
PERF GEO 'INJ'				
** UBA ff Status Connection				
8 9 1	1.0	OPEN	FLOW-FROM	'SURFACE' REFLAYER
8 9 2	1.0	OPEN	FLOW-FROM	1
8 9 3	1.0	OPEN	FLOW-FROM	2
8 9 4	1.0	OPEN	FLOW-FROM	3
8 9 5	1.0	OPEN	FLOW-FROM	4
8 9 6	1.0	OPEN	FLOW-FROM	5
8 9 7	1.0	OPEN	FLOW-FROM	6
8 9 8	1.0	OPEN	FLOW-FROM	7
8 9 9	1.0	OPEN	FLOW-FROM	8
8 9 10	1.0	OPEN	FLOW-FROM	9
8 9 11	1.0	OPEN	FLOW-FROM	10
8 9 12	1.0	OPEN	FLOW-FROM	11
8 9 13	1.0	OPEN	FLOW-FROM	12
8 9 14	1.0	OPEN	FLOW-FROM	13
8 9 15	1.0	OPEN	FLOW-FROM	14
8 9 16	1.0	OPEN	FLOW-FROM	15
8 9 17	1.0	OPEN	FLOW-FROM	16
8 9 18	1.0	OPEN	FLOW-FROM	17
8 9 19	1.0	OPEN	FLOW-FROM	18
8 9 20	1.0	OPEN	FLOW-FROM	19
8 9 21	1.0	OPEN	FLOW-FROM	20
8 9 22	1.0	OPEN	FLOW-FROM	21
8 9 23	1.0	OPEN	FLOW-FROM	22
8 9 24	1.0	OPEN	FLOW-FROM	23
8 9 25	1.0	OPEN	FLOW-FROM	24
8 9 26	1.0	OPEN	FLOW-FROM	25
8 9 27	1.0	OPEN	FLOW-FROM	26
8 9 28	1.0	OPEN	FLOW-FROM	27
8 9 29	1.0	OPEN	FLOW-FROM	28
8 9 30	1.0	OPEN	FLOW-FROM	29
8 9 31	1.0	OPEN	FLOW-FROM	30
8 9 32	1.0	OPEN	FLOW-FROM	31
8 9 33	1.0	OPEN	FLOW-FROM	32
8 9 34	1.0	OPEN	FLOW-FROM	33

8 9 35 1.0 OPEN FLOW-FROM 34

\*WRST \*TNEXT

\*TIME 1825

\*DTWELL 0.05

\*\*INJECT WATER DRIVE

\*\* INJECT

ONLY WATER

INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'

INCOMP WATER 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0

TINJW 97.22

QUAL 0.0

OPERATE MAX STW 1033.4 CONT REPEAT

OPERATE MAX BHP 6894.75 CONT REPEAT

\*\* K ff

\*\* rad geofac wfrac skin

GEOMETRY K 0.076 0.235 1.0 0.0

PERF GEO 'INJ'

\*\* UBA ff Status Connection

8 9 1 1.0 OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER

8 9 2 1.0 OPEN FLOW-FROM 1

8 9 3 1.0 OPEN FLOW-FROM 2

8 9 4 1.0 OPEN FLOW-FROM 3

8 9 5 1.0 OPEN FLOW-FROM 4

8 9 6 1.0 OPEN FLOW-FROM 5

8 9 7 1.0 OPEN FLOW-FROM 6

8 9 8 1.0 OPEN FLOW-FROM 7

8 9 9 1.0 OPEN FLOW-FROM 8

8 9 10 1.0 OPEN FLOW-FROM 9

8 9 11 1.0 OPEN FLOW-FROM 10

8 9 12 1.0 OPEN FLOW-FROM 11

8 9 13 1.0 OPEN FLOW-FROM 12

8 9 14 1.0 OPEN FLOW-FROM 13

8 9 15 1.0 OPEN FLOW-FROM 14

8 9 16 1.0 OPEN FLOW-FROM 15

8 9 17 1.0 OPEN FLOW-FROM 16

8 9 18 1.0 OPEN FLOW-FROM 17

8 9 19 1.0 OPEN FLOW-FROM 18

8 9 20 1.0 OPEN FLOW-FROM 19

8 9 21 1.0 OPEN FLOW-FROM 20

8 9 22 1.0 OPEN FLOW-FROM 21

8 9 23 1.0 OPEN FLOW-FROM 22

8 9 24 1.0 OPEN FLOW-FROM 23

8 9 25 1.0 OPEN FLOW-FROM 24

8 9 26 1.0 OPEN FLOW-FROM 25

8 9 27 1.0 OPEN FLOW-FROM 26

8 9 28 1.0 OPEN FLOW-FROM 27

8 9 29 1.0 OPEN FLOW-FROM 28

8 9 30 1.0 OPEN FLOW-FROM 29

8 9 31 1.0 OPEN FLOW-FROM 30

8 9 32 1.0 OPEN FLOW-FROM 31

8 9 33 1.0 OPEN FLOW-FROM 32

8 9 34 1.0 OPEN FLOW-FROM 33

8 9 35 1.0 OPEN FLOW-FROM 34

\*TIME 2190

\*TIME 2555

\*TIME 2920

\*TIME 3285

\*TIME 3650 \*\* 10 YEARS

\*TIME 4015

\*TIME 4380

\*TIME 4745

```
*TIME 5110

*WPRN *GRID *TNEXT
*WRST *TNEXT

*TIME 5465 ** 15 YEARS

RESULTS SPEC 'Permeability J'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1
RESULTS SPEC SPECKEPMOD 'YES'
RESULTS SPEC STOP
```

## APÊNDICE II

1. Base de produtividade de óleo e água para o caso que utilizou água de baixa salinidade

ÁGUA DE BAIXA SALINIDADE (em m³)				
	Total m³ óleo (107,9%)	97.092.301	Total m³ água (99,6%)	268.967.998
DATE	Oil Rate SC – Quarterly	LS Oil Adapted	Water Rate SC - Quarterly	LS Water Adapted
2011-01-01	0,00	0,00	0,00	0,00
2011-04-01	30,16	2128688,26	1056,36	9100740,98
2011-07-01	33,83	2387886,24	917,29	7902613,35
2011-10-01	28,42	2005944,95	681,15	5868254,88
2012-01-01	24,51	1730069,76	573,24	4938598,64
2012-04-01	22,56	1592581,41	522,98	4505594,15
2012-07-01	21,77	1536848,88	499,75	4305395,19
2012-10-01	25,30	1785847,66	481,81	4150908,02
2013-01-01	38,55	2720779,25	456,30	3931080,71
2013-04-01	56,00	3952644,81	434,78	3745696,42
2013-07-01	72,79	5137472,46	404,83	3487688,48
2013-10-01	74,80	5279617,16	386,43	3329163,49
2014-01-01	72,50	5117415,18	376,42	3242906,69
2014-04-01	68,29	4820449,84	368,80	3177314,14
2014-07-01	63,35	4471531,10	364,68	3141765,28
2014-10-01	58,31	4115458,80	362,57	3123634,48
2015-01-01	53,53	3778269,85	361,68	3115914,80
2015-04-01	50,07	3533948,02	365,27	3146897,62
2015-07-01	46,02	3247998,95	375,49	3234910,95
2015-10-01	41,96	2961936,53	389,32	3354084,31
2016-01-01	38,27	2701168,92	407,59	3511451,43
2016-04-01	35,81	2527627,84	430,32	3707295,22
2016-07-01	33,07	2334456,78	494,64	4261428,88
2016-10-01	29,89	2110021,13	588,65	5071311,27
2017-01-01	26,87	1896239,06	639,85	5512405,10
2017-04-01	23,76	1676857,72	647,16	5575398,75
2017-07-01	21,17	1494073,41	633,51	5457765,28
2017-10-01	19,04	1343991,23	611,55	5268570,33
2018-01-01	17,25	1217335,53	588,61	5070948,45
2018-04-01	15,56	1098325,22	568,17	4894848,71
2018-07-01	14,38	1015320,81	556,28	4792456,89
2018-10-01	13,38	944076,68	547,02	4712658,31
2019-01-01	12,64	892445,83	541,96	4669067,18
2019-04-01	11,74	828889,05	536,61	4622944,19
2019-07-01	11,09	782998,03	533,45	4595727,87
2019-10-01	10,50	740819,83	531,27	4576957,39
2020-01-01	10,05	709256,30	530,00	4566036,48
2020-04-01	9,43	665864,03	528,23	4550746,98
2020-07-01	8,98	633923,34	526,82	4538640,85
2020-10-01	8,57	604645,91	525,65	4528590,70
2021-01-01	8,26	583068,08	524,99	4522831,83
2021-04-01	7,82	552296,56	524,46	4518270,28
2021-07-01	7,50	529139,02	524,39	4517741,82
2021-10-01	7,19	507282,07	524,23	4516335,23
2022-01-01	6,95	490337,53	524,05	4514778,78
2022-04-01	6,63	468233,71	523,44	4509487,37
2022-07-01	6,39	451247,64	522,90	4504878,49
2022-10-01	6,17	435428,01	522,28	4499502,96
2023-01-01	6,00	423434,35	521,87	4495967,82
2023-04-01	5,76	406755,13	521,00	4488524,20
2023-07-01	5,58	394062,25	520,55	4484665,67
2023-10-01	5,41	381945,03	520,30	4482506,62
2024-01-01	5,28	372750,51	520,23	4481874,58

DATE	Oil Rate SC - Quarterly	LS Oil Adapted	Water Rate SC - Quarterly	LS Water Adapted
2024-04-01	5,09	359182,62	520,13	4481021,16
2024-07-01	4,94	348766,01	520,00	4479884,84
2024-10-01	4,80	338915,31	519,82	4478293,16
2025-01-01	4,69	331207,24	519,62	4476607,36
2025-04-01	4,55	320915,43	519,33	4474117,57
2025-07-01	4,43	312801,69	519,05	4471719,26
2025-10-01	4,32	305068,14	518,75	4469092,23
2026-01-01	3,62	255738,88	442,42	3811484,06
	<b>1375,57</b>	<b>97092300,95</b>	<b>31220,30</b>	<b>268967998,13</b>

2. Base de produtividade de óleo e água para o caso que utilizou água do mar

ÁGUA DO MAR (em m <sup>3</sup> )				
	Total m <sup>3</sup> óleo (102,1%)	91.889.837	Total m <sup>3</sup> água (99,9%)	269.765.759
DATE	Oil Rate SC - Quarterly	SW Oil Adapted	Water Rate SC - Quarterly	SW Water Adapted
2011-01-01	0,00	0,00	0,00	0,00
2011-04-01	30,16	2128691,30	1056,36	9100730,32
2011-07-01	33,83	2387889,66	917,29	7902604,09
2011-10-01	28,42	2005947,81	681,15	5868248,01
2012-01-01	24,51	1730072,23	573,24	4938592,86
2012-04-01	22,70	1601976,23	527,40	4543611,43
2012-07-01	21,96	1550165,05	505,22	4352525,04
2012-10-01	25,23	1780918,00	486,67	4192732,19
2013-01-01	37,45	2643110,45	460,79	3969800,38
2013-04-01	52,76	3724108,76	438,35	3776440,31
2013-07-01	65,09	4594240,31	412,37	3552617,49
2013-10-01	66,12	4666935,83	398,34	3431780,55
2014-01-01	64,75	4569980,47	392,60	3382290,48
2014-04-01	61,03	4307448,88	384,36	3311341,67
2014-07-01	57,48	4057395,89	382,20	3292692,68
2014-10-01	53,40	3769401,15	381,18	3283941,86
2015-01-01	49,37	3484792,57	380,65	3279359,28
2015-04-01	46,67	3293920,39	384,33	3311048,52
2015-07-01	43,10	3042106,75	394,43	3398044,79
2015-10-01	39,59	2794473,01	408,24	3517019,25
2016-01-01	36,55	2579695,60	423,14	3645392,07
2016-04-01	34,26	2418017,36	443,25	3818648,72
2016-07-01	31,66	2234620,37	498,00	4290369,89
2016-10-01	28,60	2018713,98	581,19	5007036,63
2017-01-01	25,77	1819262,82	632,86	5452163,04
2017-04-01	22,82	1610976,07	640,33	5516498,00
2017-07-01	20,20	1425825,15	617,02	5315750,84
2017-10-01	18,06	1274914,13	591,68	5097443,15
2018-01-01	16,69	1177742,03	575,58	4958711,00
2018-04-01	15,02	1060424,90	558,81	4814231,04
2018-07-01	13,93	983169,49	549,70	4735778,14
2018-10-01	12,98	916032,87	543,01	4678145,38
2019-01-01	12,25	864971,29	538,64	4640477,22
2019-04-01	11,43	806832,89	534,36	4603554,68
2019-07-01	10,80	762129,49	531,68	4580504,00
2019-10-01	10,23	721946,27	529,27	4559710,16
2020-01-01	9,79	691161,92	527,85	4547513,07
2020-04-01	9,24	651848,86	526,59	4536694,70
2020-07-01	8,80	621417,03	525,94	4531037,85
2020-10-01	8,40	593042,71	525,48	4527052,08
2021-01-01	8,10	571590,72	525,03	4523213,02
2021-04-01	7,69	542549,26	524,24	4516410,39

DATE	Oil Rate SC - Quarterly	SW Oil Adapted	Water Rate SC - Quarterly	SW Water Adapted
2021-07-01	7,38	520704,67	523,48	4509902,23
2021-10-01	7,09	500299,98	522,83	4504296,91
2022-01-01	6,87	485141,55	522,42	4500691,84
2022-04-01	6,57	463620,73	522,00	4497109,90
2022-07-01	6,34	447291,32	521,62	4493867,13
2022-10-01	6,12	431964,20	521,20	4490180,55
2023-01-01	5,96	420444,04	520,77	4486528,16
2023-04-01	5,73	404629,61	520,10	4480740,90
2023-07-01	5,56	392517,59	519,65	4476873,97
2023-10-01	5,40	381088,47	519,26	4473511,83
2024-01-01	5,28	372505,28	519,02	4471404,84
2024-04-01	5,10	359983,02	518,75	4469086,99
2024-07-01	4,96	350287,50	518,71	4468732,06
2024-10-01	4,83	340917,74	518,81	4469602,31
2025-01-01	4,72	333467,40	518,68	4468501,75
2025-04-01	4,58	323336,05	518,51	4467076,76
2025-07-01	4,47	315335,08	518,32	4465418,30
2025-10-01	4,36	307693,87	518,08	4463328,14
2026-01-01	3,66	258148,77	441,91	3807148,62
	<b>1301,86</b>	<b>91889836,84</b>	<b>31312,94</b>	<b>269765759,47</b>

### 3. Base de produtividade de óleo e água para o caso que utilizou água do mar

ÁGUA DE FORMAÇÃO (em m <sup>3</sup> )				
	Total m <sup>3</sup> óleo (100%)	90.000.000	Total m <sup>3</sup> água (100%)	270.000.000
DATE	Oil Rate SC - Quarterly	FW Oil Adapted	Water Rate SC - Quarterly	FW Water Adapted
2011-01-01	0,00	0,00	0,00	0,00
2011-04-01	30,16	2128706,07	1056,36	9100772,06
2011-07-01	33,83	2387906,22	917,29	7902640,34
2011-10-01	28,42	2005961,73	681,15	5868274,92
2012-01-01	24,51	1730084,23	573,24	4938615,51
2012-04-01	22,77	1607039,00	529,77	4564067,06
2012-07-01	22,06	1556784,70	507,52	4372396,64
2012-10-01	25,53	1801696,22	488,12	4205252,76
2013-01-01	36,48	2575008,24	463,41	3992383,78
2013-04-01	50,86	3589744,91	439,65	3787645,44
2013-07-01	61,60	4347785,92	416,52	3588437,78
2013-10-01	62,64	4421236,66	407,36	3509485,25
2014-01-01	60,94	4301594,43	398,73	3435114,80
2014-04-01	58,08	4099449,05	389,20	3352997,04
2014-07-01	55,13	3891101,88	386,77	3332121,08
2014-10-01	51,61	3642491,99	385,59	3321923,40
2015-01-01	47,83	3375875,03	384,66	3313922,90
2015-04-01	45,52	3213203,46	388,08	3343418,53
2015-07-01	42,22	2980221,48	397,60	3425373,28
2015-10-01	38,89	2745306,51	411,28	3543220,38
2016-01-01	36,04	2543576,32	425,84	3668655,72
2016-04-01	33,84	2388444,47	445,89	3841464,63
2016-07-01	31,29	2208578,98	502,39	4328199,35
2016-10-01	28,26	1995016,18	585,67	5045652,33
2017-01-01	25,33	1787771,62	634,11	5462957,03
2017-04-01	22,28	1572699,11	633,09	5454194,61
2017-07-01	20,08	1417272,55	613,13	5282202,05
2017-10-01	17,75	1253165,17	585,18	5041456,21
2018-01-01	16,38	1156351,98	569,66	4907709,87
2018-04-01	14,93	1053502,54	555,17	4782879,49
2018-07-01	13,88	979504,12	546,12	4704959,96
2018-10-01	12,97	915265,99	539,83	4650717,48

DATE	Oil Rate SC - Quarterly	FW Oil Adapted	Water Rate SC - Quarterly	FW Water Adapted
2019-01-01	12,29	867752,45	536,05	4618152,85
2019-04-01	11,47	809528,30	532,66	4588989,81
2019-07-01	10,85	765770,62	530,46	4570016,30
2019-10-01	10,28	725841,29	528,60	4553960,62
2020-01-01	9,86	696075,66	527,69	4546164,67
2020-04-01	9,29	655901,32	526,40	4534999,73
2020-07-01	8,86	625372,28	525,73	4529271,87
2020-10-01	8,46	597002,81	525,18	4524497,86
2021-01-01	8,16	575832,38	524,73	4520623,55
2021-04-01	7,74	546100,58	523,89	4513427,57
2021-07-01	7,42	524022,96	523,22	4507603,48
2021-10-01	7,13	503456,24	522,50	4501402,90
2022-01-01	6,91	488087,92	522,12	4498183,77
2022-04-01	6,61	466601,73	521,70	4494569,74
2022-07-01	6,38	450330,35	521,29	4491024,07
2022-10-01	6,16	435000,10	520,81	4486899,99
2023-01-01	6,00	423581,74	520,41	4483411,64
2023-04-01	5,77	407548,90	519,78	4477961,94
2023-07-01	5,60	395453,26	519,33	4474124,96
2023-10-01	5,44	383992,15	518,98	4471120,89
2024-01-01	5,31	375133,18	518,82	4469716,40
2024-04-01	5,14	362839,67	518,63	4468113,67
2024-07-01	5,00	353089,52	518,68	4468515,93
2024-10-01	4,87	343563,39	518,80	4469552,34
2025-01-01	4,76	336196,91	518,67	4468428,65
2025-04-01	4,61	325691,09	518,47	4466690,25
2025-07-01	4,50	317676,34	518,23	4464610,60
2025-10-01	4,39	310057,59	517,98	4462458,90
2026-01-01	3,69	260152,52	441,82	3806393,37
	<b>1275,08</b>	<b>90000000,00</b>	<b>31339,98</b>	<b>270000000,00</b>

## APÊNDICE III

Artigo síntese:

**Universidade de São Paulo**

**Engenharia de Petróleo – Escola Politécnica**

**Número USP: 8990959**

**Data: 16/11/2020**



### **Análise Técnico-Econômica da Água Utilizada na Injeção com Polímeros em Reservatórios de Petróleo**

**Eriky Yukio Kunitake**

Orientador: Prof. Dr. Marcio Augusto Sampaio Pinto

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 – Trabalho de Conclusão de Curso II  
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

Template versão 2018v11.

### **Resumo**

O método de injeção de polímeros vem sendo constantemente empregado na indústria, de forma a melhorar a recuperação dos campos de petróleo e essa técnica compreende um dos métodos de recuperação secundária especial de óleo, cujo princípio baseia-se no aumento da viscosidade da água injetada, que resultará na melhoria da eficiência de varrido e, consequentemente, no volume de óleo recuperado. Nesse trabalho, desenvolveu-se uma metodologia para avaliar a viabilidade técnica e econômica da água utilizada na injeção de polímeros proveniente de três principais origens diferentes: 1) água do mar, 2) água produzida do reservatório e reinjetada (água de formação) e 3) água dessalinizada na plataforma. A salinidade presente na água impacta decisivamente na eficiência do polímero, ao mesmo tempo que cada uma implica em custos diferentes. Dessa forma, este projeto visa realizar uma análise cuidadosa da influência dessas três formas de obtenção da água que será utilizada na injeção com polímeros. Para isto, foi utilizado um modelo de reservatórios próprio para análise da influência da salinidade no desempenho dos polímeros, fazendo uma ilustração com as características do campo de Peregrino, operado pela empresa Equinor na Bacia de Campos. Para as simulações, utilizou-se os softwares do Computer Modelling Group (CMG). A partir dos resultados tanto da análise técnica (volume de óleo recuperado) quanto da análise econômica (maior valor presente líquido, VPL), foi possível observar que a utilização da água de baixa salinidade apresentou os melhores resultados, com um volume recuperado 7,8% superior e um VPL mais de 5,8 vezes maior do que quando se utilizou água de formação e água injetada de mesma salinidade, que apresentou os piores resultados.

### **Abstract**

The polymer flood method has been constantly employed in the industry, in order to improve the recovery of petroleum fields and this technique comprises one of the enhanced oil recovery methods, whose principle is based on the increase in viscosity of the flooded water, what will result in an increase in swept efficiency and, consequently, in the volume of oil recovered. In this paper, it is sought to develop a methodology to evaluate the technical and economic

viability of the water used in the polymers flood from three main different sources: 1) sea water, 2) water produced from the reservoir, reinjected (formation water), and 3) desalinated water on the platform. The salinity present in the water affects decisively the efficiency of the polymer, at the same time that each one implies in different costs. In this way, this project aims to conduct a cautious analysis of the influence of these three ways of obtaining the water that will be used in the flood with polymers. For this, it was used a specific reservoir model for the analysis of the influence of salinity on the polymers performance, making an illustration with the characteristics of the Peregrino field, operated by Equinor company in Santos Basin. For the simulations, it was used the Computer Modelling Group (CMG). From both technical analysis (volume of recovered oil) and economic (higher net present value, NPV), it was possible to observe that the usage of low salinity water presented the best results, with a recovered volume 7,8% higher and a NPV of more than 5,8 times higher than when formation water with water of the same salinity was used, which presented the worst results.

## 1. Introdução

A demanda por energia vem fazendo com que as economias desenvolvam tecnologias, através dos quais espera-se o aumento da produção de petróleo. Em outras palavras, busca-se constantemente por mecanismos capazes de aumentar o volume recuperado de óleo, para que seja possível o atendimento à crescente demanda mundial por esse tipo de recurso (Botechia, 2016).

O óleo armazenado na rocha reservatório pode ser extraído pelos mecanismos naturais de produção ou métodos de recuperação primária, onde se utiliza a energia natural contida no reservatório para explotar o óleo. Já a recuperação secundária convencional, consiste em métodos artificiais através dos quais é feita a suplementação de pressão no reservatório simulando os mecanismos naturais, por meio da injeção de água, por exemplo. Por fim, podem ser aplicados métodos de recuperação secundária especial ou avançada (do inglês enhanced oil recovery, sigla EOR), em que são empregadas técnicas na tentativa de recuperar o óleo remanescente no reservatório, ou seja, objetiva-se recuperar o óleo adicional de campos maduros (Rosa et al., 2011). Estudos recentes demonstraram a possibilidade de essa técnica ser empregada logo no início dos projetos, aumentando-se a eficiência na recuperação e também no retorno econômico (Botechia, 2016).

Segundo Gao (2011), os métodos térmicos de recuperação, como por exemplo, a injeção de água quente e vapores de água, compreendem as estratégias de maiores sucessos na recuperação de óleo pesado. Todavia, esses métodos não são eficientes para reservatórios com finas camadas e profundos e inviável em campos offshore devido à perda de calor ao percorrer a lâmina d'água (Machado et. al, 2019), o que viabilizou a investigação da técnica de injeção de polímeros como método de recuperação do óleo pesado.

Além do mais, são observados problemas de digitação viscosa (do inglês finger) ao empregar a injeção de água nesses tipos de reservatórios, contribuindo para que sejam criados fingers de água no processo de varrido do óleo, e como consequência, grande parte do óleo permanece intacta no reservatório. Novamente, tem-se condições favoráveis para a utilização da técnica de injeção de polímeros, pois são capazes de uniformizar o avanço da frente de água ao reduzir a diferença de mobilidade da água em relação ao óleo, através do aumento da viscosidade da água. No entanto, fatores técnicos e econômicos devem ser observados, pois a remoção do óleo com altas viscosidades demandará altas concentrações da solução polimérica para se reduzir a razão de mobilidade, o que irá resultar em uma dificuldade maior de injeção e aumento dos custos requeridos com produtos químicos (Wang e Dong, 2009).

A recuperação avançada por meio da injeção de polímeros compreende um método químico, no qual é feita a adição de polímeros à água de injeção e como resultado da injeção dessa

mistura, tem-se uma melhoria do processo de varrido do óleo no reservatório, elevando a eficiência do processo de recuperação (Rosa et al., 2011).

Estudos de métodos como esse tem-se mostrado essenciais para a indústria petrolífera, pois é real a necessidade por aprimoramento, otimização e viabilização dessa técnica. Para tanto, torna-se necessário o desenvolvimento de estudos mais complexos, capazes de verificar os riscos envolvidos nessas operações, e antecipadamente, criar condições para que sejam contornados, tornando o projeto mais atrativo economicamente (Botechia, 2016).

Segundo Needham e Doe (1987), a técnica contribui com o incremento do fator de recuperação de petróleo, sob influência de três parâmetros: a razão de mobilidade, o efeito dos polímeros no fluxo fracionário e o desvio da água injetada nas zonas já varridas.

A injeção de polímeros é mais aplicável em reservatórios que não apresente muitas heterogeneidades que impeçam um fluxo mais linear entre o ponto de injeção e o ponto de produção e boa permeabilidade, acima de 10mD. Além do mais, as operações de injeção de polímeros, assim como grande parte das atividades de exploração de petróleo são complexas e possuem custos significativamente altos e que demandarão um amplo estudo prévio da geologia e da engenharia empregada (Rosa et al., 2011).

A utilização da injeção de água com polímeros como método de recuperação secundária especial tem grandes potenciais na exploração de petróleo, em especial quando é aplicado em campos de óleo pesado, ou seja, grau API no intervalo de 10 a 20 (USGS).

No Brasil, o campo de Peregrino é um excelente exemplo de campo de óleo pesado (14 graus API), com grandes reservas, estimadas entre 300 e 600 milhões de barris recuperáveis (Offshore Energy, 2015), lâmina d'água de baixa profundidade (ANP, 2016), entre outros, o que leva à possibilidade de aplicação de injeção de polímeros como método de recuperação para melhorar a eficiência de varrido do fluxo de água. Em campos como este, métodos térmicos se tornam inviáveis economicamente, pois exigiriam uma ampla planta de geração de vapor na plataforma, necessitando muito espaço e apresentando alto custo.

Esse trabalho se justifica pelo desenvolvimento de uma metodologia que avalie adequadamente a eficiência técnica e econômica da injeção de polímeros, levando em conta a variação da salinidade de acordo com a origem da água utilizada na injeção. Poucos estudos com essa abordagem são encontrados na literatura. A água do mar, de baixo custo, apresenta alta disponibilidade e alta salinidade, o que demandaria altas concentrações de polímeros, o que pode inviabilizar o projeto. A água de reinjeção vai depender da quantidade de água produzida pelos poços e da salinidade característica da água presente no reservatório e/ou aquífero. E por último, se a água for dessalinizada na plataforma, demandaria também elevado custo com a dessalinização. Para isso se utilizará a simulação numérica de reservatórios com os resultados aplicados em uma ilustração com as características do campo de Peregrino, considerando custos praticados pela indústria.

Finalmente, este trabalho visa realizar uma análise técnico-econômica dos resultados de produção de reservatórios de petróleo que façam uso de injeção de água com polímeros como método de recuperação secundária especial, levando em consideração as diferentes salinidades da água, de acordo com a sua proveniência (água do mar, água de formação ou água de baixa salinidade).

Por fim, buscou-se também validar a robustez da metodologia proposta para as análises, de forma que exista certa flexibilidade para a sua adaptação a outros casos, considerando diferentes cenários dos abordados neste estudo.

## 2. Metodologia

O modelo base utilizado foi o STARS Fluid Model Template #48 (stflu048) e as suas propriedades e parâmetros originais foram verificadas para garantir que os valores estariam

dentro de intervalos aceitáveis para o estudo. Por exemplo, verificou-se que a amplitude de porosidade original do modelo varia entre 0,194 e 0,345, o que é uma faixa aceitável para reservatórios onde se deseja aplicar o método de recuperação secundária especial de injeção de polímeros. Caso os valores não fossem condizentes, um ajuste seria feito tanto para adequar os valores máximos e mínimos quanto a média da distribuição da porosidade no modelo. O mesmo se aplica não só para as propriedades permo-porosas, mas também dos fluidos considerados no sistema, suas propriedades físico-químicas e a geometria do reservatório, bem como a definição das dimensões da malha a ser analisada.

Feita esta verificação inicial e eventuais adaptações, o próximo passo consistiu na diferenciação e adaptação do modelo base para cada um dos casos a serem simulados: injeção de polímeros utilizando água de formação, água do mar e água de baixa salinidade. No STARS, o efeito da salinidade é considerado utilizando a Equação 1 a seguir:

Equação 1 – Viscosidade em função da concentração de sal definida

$$\mu_p = \begin{cases} \mu_p^0 & ; \text{for } x_{salt} \leq x_{min} \\ \mu_p^0 \cdot \left( \frac{x_{salt}}{x_{min}} \right)^{s_p} & ; \text{for } x_{salt} > x_{min} \end{cases}$$

Onde  $\mu_p$  é a viscosidade real considerada na simulação,  $\mu_p^0$  é a viscosidade padrão definida pelo modelo,  $s_p$  é o coeficiente da curva da viscosidade do polímero pela razão da salinidade sobre a salinidade mínima em escala logarítmica,  $x_{min}$  a mínima concentração de sal abaixo da qual a viscosidade do polímero permanece sem efeitos e  $x_{salt}$  é o componente salino em fração mol/massa. A palavra-chave VSSALTCMP é quem recebe os parâmetros a serem considerados, indicando qual é o nome do componente salino e qual o valor para  $x_{min}$  e para  $s_p$ .

Para definição dos valores exatos de salinidade da água do mar a serem considerados, foram feitas interpolações a partir dos valores encontrados para água de baixa salinidade e de formação na literatura e conversões das unidades de concentração, entre ppm, mol/L e fração mol/massa exigida pelo parâmetro do STARS.

Outro aspecto a ser observado é a quantidade e a localização dos poços, pois o fluxo de água e polímero percorrerá regiões com diferentes pressões, porosidades e permeabilidades até chegar a cada poço e isso pode afetar diretamente o seu desempenho. Além disso, quanto mais poços, a tendência é de que mais rápido o reservatório seja depletado, o que pode ser positivo ou negativo tanto sob o olhar técnico quanto sob o olhar econômico.

O horizonte de tempo a ser considerado também é um fator importante dado que campos de petróleo, em especial os offshore, costumam ser produzidos por anos ou até décadas.

Uma vez construído o modelo e definidas os diferentes valores de salinidade de cada caso, executou-se as simulações e a partir dos resultados foram gerados os gráficos pertinentes à técnica. Destaca-se a produtividade acumulada de óleo e de água ao longo do tempo tanto para cada um dos poços produtores quanto total do campo. A análise da depleção nas camadas principais do reservatório também constituiem importante fator a ser analisado, pois é possível inferir quais regiões o fluxo polimérico foi mais ou menos eficiente e se isso também refletiu na produtividade de cada poço, dependendo da sua localização.

A partir desses dados, já é possível comparar os diferentes desempenhos de cada caso e chegar às primeiras conclusões sobre quanto o desempenho da produção de óleo melhora conforme a salinidade diminui, tendo atenção também a como a produção de água varia em cada um dos casos.

Para que a análise econômica deste trabalho trouxesse números na mesma ordem de grandeza de grandes projetos de produção de campos de petróleo, foi feita uma transferência de escala a partir dos resultados de produção obtidos na simulação, utilizando alguns parâmetros reais relativos ao Campo de Peregrino da Bacia de Santos no Brasil.

Primeiramente, buscou-se o volume total da reserva de óleo estimada para o Campo de Peregrino e atribuiu-se esse volume ao caso que apresentou o menor volume de óleo produzido a partir da simulação. Os volumes totais dos demais casos foram definidos de forma proporcional ao incremento da produção observado também a partir da simulação. Ou seja, se de um caso para o outro houve aumento de 10% do volume de óleo produzido, o número absoluto para este caso será também 10% maior.

Como não foram encontrados valores sobre a produtividade de água, a mesma metodologia aplicada à estimativa da produção de óleo foi aplicada à água, levando em conta a proporção de óleo e de água produzidos a partir da simulação. Calculado o volume total de água produzido no cenário de pior desempenho de produção de óleo, os volumes dos outros dois casos também foram proporcionais ao decréscimo na produção de água apresentado pela simulação. Levou-se em consideração ainda o número de poços do modelo simulado e o número real de poços do Campo de Peregrino.

Para distribuição da produção tanto de óleo quanto de água ao longo do tempo, as produtividades indicadas pela simulação a cada período serviram de fatores de ponderamento do volume total estipulado nas etapas anteriores. A taxa de injeção de água foi considerada constante ao longo do tempo. Não foi considerada produção ou injeção de gás.

Outros parâmetros foram necessários para o modelo de análise econômica como o preço de venda do barril de petróleo, considerado constante, os custos de exploração, de perfuração de cada poço, de aquisição da plataforma de produção, de produção de óleo e de água por metro cúbico, de injeção de água por metro cúbico, taxas de depreciação (e por qual período ela deve ser considerada), porcentagens de impostos, entre outros. Com isso, é possível calcular o fluxo de caixa para cada período definido.

Finalmente, com a distribuição do fluxo de caixa ao longo do tempo, é possível calcular o valor presente líquido do projeto considerando uma dada taxa de desconto, conforme a Equação 2 a seguir:

Equação 2 – Fórmula do valor presente líquido

$$V_{PL} = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{Fc_t}{(1+i)^n}$$

Onde  $FC_t$  é o valor do fluxo de caixa para determinado período,  $i$  é a taxa de desconto,  $n$  o número do período, que varia de 1 a  $N$ .

Note que a principal diferença nos parâmetros do modelo da análise econômica, além das diferentes produtividades de óleo e água, está nos custos de injeção, que são maiores quanto menor a salinidade da água, devido aos processos envolvidos na sua dessalinização. É importante ressaltar que caso a água de formação não seja a opção escolhida para injeção, ela deverá ser tratada antes do seu descarte, o que acarreta custos maiores de produção de água, mas que não seriam significativos para a análise global dos três casos e que por isso foi não foi considerado.

Finalmente, com o valor presente líquido de cada caso calculado é possível chegar às conclusões finais comparando os resultados da análise técnica com os da análise econômica.

### 3. Resultados

A partir das informações obtidas na revisão bibliográfica, foi possível construir e adaptar o modelo padrão STARS Fluid Model Template #48 (stflu048), do próprio Computer Modelling Group (CMG), que é específico para simular fluxos poliméricos sob influência de salinidade.

O modelo conta com 5 poços, sendo 4 produtores e 1 injetor e estão dispostos na malha de  $8 \times 17 \times 35 = 4760$  blocos. Observa-se no modelo que a porosidade que atinge valores de até 0,345, com camadas adjacentes bem menos porosas, assumindo valores em torno de 0,20. Na camada 13 encontra-se a maior parte da rocha reservatório, o que pode ser observado pela alta porosidade, acima de 30%. No entanto, ao analisar a distribuição da permeabilidade no modelo, é possível notar que ela não se comporta de forma proporcional à porosidade. Na linha da malha que contém os poços PROD1, INJ e PROD2, a porosidade é bastante homogênea, variando entre 0,330 e 0,345. Por outro lado, nessa mesma linha, a permeabilidade contempla 3 cores diferentes da escala de permeabilidade, variando entre 4.800mD e 8.000mD.

Note-se também que a alocação dos poços levou em consideração a distribuição da porosidade e permeabilidade no reservatório, sendo possível esperar um melhor ou pior desempenho de acordo com a sua localização. O poço injetor está localizado em uma célula com alta porosidade (entre 0,330 e 0,345) e alta permeabilidade (entre 7.200mD e 8.000mD), o que potencializa a eficiência de varrido do fluido injetado.

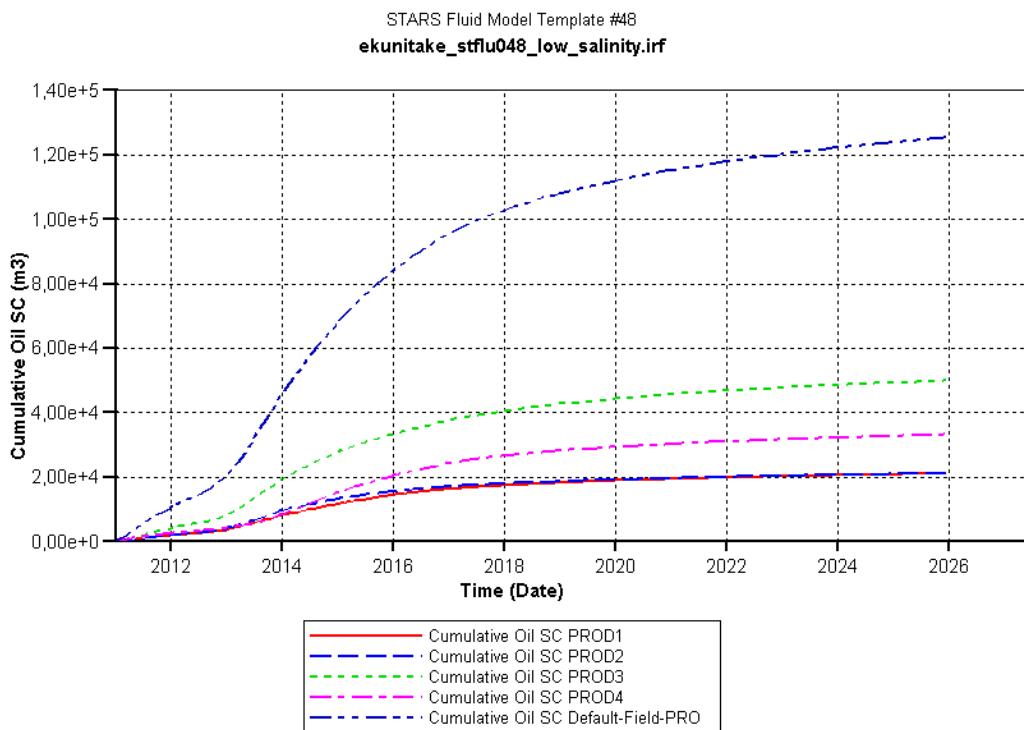
Os componentes considerados no sistema são água, óleo, polímero, surfactante e cloreto na fase aquosa, que é o parâmetro que constitui a salinidade do modelo. A partir das informações encontradas na literatura sobre salinidade, foram definidas as seguintes frações mol/massa de cloreto: Água dessalinizada = 1,00E-05; Água do mar = 4,29E-04; Água de formação = 3,25E-03.

Nos modelos, esses valores são recebidos pela palavra-chave VSSALTCMP, que impõe os efeitos da salinidade na viscosidade do polímero. O primeiro parâmetro é o nome do sal afetando a viscosidade do polímero, no caso, o cloreto. O segundo parâmetro é a fração mol/massa do sal em questão, ou seja, a mínima salinidade da fase. Por fim, o terceiro parâmetro consiste no coeficiente da curva de viscosidade pela salinidade, em escala logarítmica. O modelo sugere o uso de um bio-polímero típico, cujo coeficiente é 0,1695, ou a poliacrila mida hidrolisada (HPAM, do inglês hydrolyzed polyacrylamide), cujo coeficiente é -0,6. Foi escolhida a utilização do bio-polímero.

Os modelos têm como data de início simbólica o ano de 2011, quando a produção do campo de Peregrino começou, e faz a projeção da produção para um horizonte total de 15 anos, até 2026.

Após executar a simulação de cada um dos modelos no STARS, cada um com uma salinidade diferente, foram gerados diferentes gráficos para análise e discussão dos resultados.

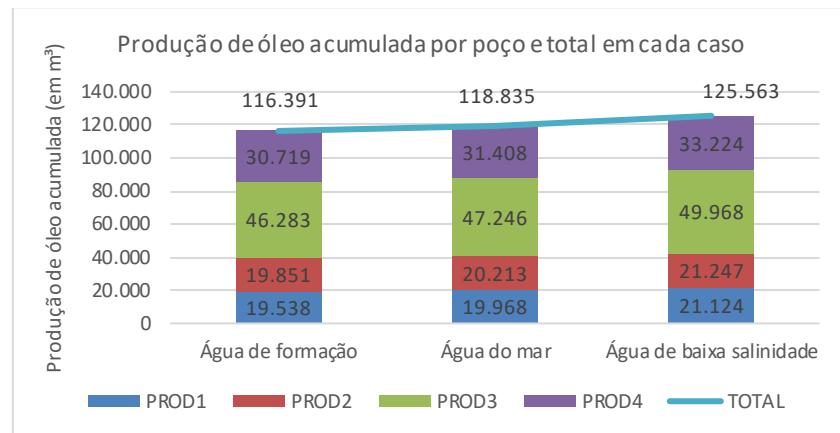
**Figura 1- Gráfico da produção acumulada de óleo em m<sup>3</sup> nas condições de superfície, utilizando injeção de polímeros com água de baixa salinidade**



A partir da comparação entre os gráficos de produção acumulada em cada um dos cenários de salinidade diferente, há dois pontos principais a serem observados. O primeiro deles é que cada poço teve performances diferentes, o que era de se esperar, uma vez que os diferentes caminhos que o fluxo percorre até a localização de cada poço interfere diretamente em uma melhor ou pior eficiência de varrido.

Nos 3 casos, o poço que teve melhor produtividade foi o PROD3, produzindo um acumulado de mais de 46 mil m<sup>3</sup> utilizando água de formação e de quase 50 mil m<sup>3</sup> utilizando água de baixa salinidade. A segunda maior produtividade, também nos três casos, foi do poço PROD4, com um acumulado de pouco mais de 30 mil m<sup>3</sup> utilizando água de formação e de mais de 33 mil m<sup>3</sup> utilizando água de baixa salinidade. Já os poços PROD1 e PROD2 tiveram nos três casos produtividades bastante semelhantes entre si, em torno de 19 mil m<sup>3</sup> utilizando água de formação e de 21 mil m<sup>3</sup> utilizando água de baixa salinidade. A produtividade de cada poço em cada um dos casos pode ser verificada na Figura 2 a seguir.

**Figura 2– Gráfico da produção acumulada de óleo total e de cada poço em cada caso**



É possível notar de comum entre os poços PROD3 e PROD4, o fato de ambos estarem em zonas cujo caminho percorrido pelo fluxo de água e polímeros até chegar ao poço, considerado aproximadamente linear, atravessa uma zona de porosidade menor do que a dos poços PROD1 e PROD2. Analisando a permeabilidade das zonas atravessadas por essas trajetórias, é notável que o percurso até o poço PROD3, que teve maior produtividade, tem em geral menores permeabilidades do que os demais. O que se pode inferir a partir dessas observações é que o fluxo de água com polímeros possui melhor eficiência de varrido em zonas com permeabilidade não tão elevada, em torno dos 5.600mD. Isso se justifica pelo fato de que se o fluxo de água percorre o meio poroso com muita facilidade (alta permeabilidade), mesmo com uma viscosidade mais elevada por conta da adição de polímeros, é possível que o óleo pesado não seja “empurrado” pelo fluxo, o que pode ser ainda mais agravado quanto maior for a porosidade, caso dos poços PROD1 e PROD2.

Dada essa grande influência da porosidade e da permeabilidade, é importante analisar como a saturação de óleo variou nas diferentes zonas do reservatório ao longo do tempo. A distribuição da saturação de óleo no momento inicial da simulação utilizando água de baixa salinidade era uniforme em toda a camada, em janeiro de 2011, e no momento final, em dezembro de 2025, é possível notar uma depleção bastante uniforme radialmente em relação ao poço injetor, apenas com um avanço cerca de duas células menor em direção aos poços PROD1 e PROD2, o que justifica o seu menor desempenho na produção de óleo.

É possível concluir que a injeção de água com polímeros foi bastante eficiente, dado que se partiu de uma saturação entre 0,3 e 0,4 no instante inicial e atingiu-se na zona mais próxima do poço injetor uma saturação final entre 0,1 e 0.

Outro aspecto bastante importante de ser analisado e que pode ser um grande impedimento para o projeto seja viável economicamente é a quantidade de água produzida. A injeção de água foi constante ao longo do tempo e igual a 516,75m<sup>3</sup>/dia nos três modelos. A diferença entre cada um dos casos foi menos importante do que foi observado na produção de óleo, variando apenas -0,38% entre o caso que utilizou água de formação e o caso de água de baixa salinidade. Uma diferença a se destacar é que, apesar de o poço PROD3, que foi o maior produtor de óleo, ter sido também o maior produtor de água, o poço PROD4 foi o que menos produziu água. Porém é interessante notar que, ao contrário dos demais poços, o poço PROD4 demonstrou uma leve diminuição na produção de água por volta do ano de 2017, o que fez com que em meados de 2018 a sua produção acumulada de água passasse a ser a menor entre todos os poços. As mesmas tendências foram observadas nos outros dois modelos.

Nota-se também que o poço PROD4 encontra-se em uma zona de baixa permeabilidade, entre 0 e 800mD e caso fosse deslocado cerca de 30 metros em direção ao poço PROD4, sua produtividade poderia alcançar números semelhantes ao do poço PROD3.

O segundo ponto, e o principal, é que a produtividade foi maior quanto menor a salinidade da água utilizada na injeção. O aumento da produtividade entre o caso em que foi utilizada água de formação (maior salinidade) e o caso em que foi utilizada água de baixa salinidade (menor salinidade) foi de 9.172m<sup>3</sup>, o equivalente a 57.690bbl, ou seja, 7,9% a mais. Em relação ao caso em que foi utilizada água do mar, o incremento foi de 2,1%. Apesar de serem incrementos importantes na produção acumulada, outros fatores precisam ser analisados para definir se o método utilizando água dessalinizada é o melhor ao invés de água de formação ou água do mar.

Para a análise econômica dos três casos, foram feitas algumas adaptações para ilustrar o caso do campo de Peregrino. Cabe ressaltar que o modelo das simulações não considerou as características exatas de Peregrino e por não ser representativo da realidade os resultados não são válidos exatamente para esse campo em específico.

O objetivo na análise econômica foi calcular o Valor Presente Líquido (VPL) para cada um dos casos e para isso algumas informações foram necessárias, sendo que as que diferenciam cada um dos modelos são a produção acumulada de óleo e água ao longo do tempo, já discutidos anteriormente, e o custo de injeção de água que no caso da água de baixa salinidade é maior.

A primeira adaptação foi em relação à escala do modelo simulado e do campo de Peregrino, cuja previsão mais otimista de 600 milhões de barris recuperáveis (Offshore Energy, 2015) foi a produção acumulada total atribuída ao caso em que foi utilizada água de formação, arredondada, em metros cúbicos, para 90,0 milhões m<sup>3</sup> de óleo. Para o caso onde foi utilizada água do mar na injeção, como o incremento de produção obtido nas simulações foi de 2,10% em relação à água de formação, o total considerado foi de 91,89 milhões de m<sup>3</sup> de óleo. Já no caso onde se utilizou água de baixa salinidade, considerando o incremento de 7,88%, o total considerado foi de 97,09 milhões m<sup>3</sup> de óleo.

Para determinar a produção acumulada de água, verificou-se que o modelo utilizando água de formação produziu um total acumulado de cerca de 116 mil m<sup>3</sup> de óleo a partir dos 4 poços e o volume proporcional considerando o total definido para a análise econômica de 90 milhões m<sup>3</sup> seria de 100 vezes maior, ou seja cerca de 11,61 milhões a cada 4 poços. Esse fator de 100 vezes foi o que multiplicou a vazão de injeção de água utilizada nos modelos para um poço. Conforme os dados da Tabela 3, o campo de Peregrino tinha 31 poços produtores e 6 injetores previstos no plano de desenvolvimento. Com isso, multiplicou-se ainda por 6 a vazão de injeção de água, chegando a um volume aproximado de 270 milhões m<sup>3</sup> de água injetada para o caso que utilizou água de formação. Como houve uma redução de 0,1% no volume de água produzida pelo caso que utilizou água do mar e de 0,4% no caso que utilizou água de baixa salinidade, em relação à água de formação, os respectivos volumes acumulados de água produzida foram de 269,77 milhões m<sup>3</sup> e 268,97 milhões m<sup>3</sup>.

Em relação à injeção de água, utilizou-se o mesmo fator de 100 vezes, multiplicado ainda pelos 6 poços injetores do Plano de Desenvolvimento.

Foram considerados intervalos de tempo trimestrais para a análise econômica e as produtividades médias para cada período obtidas a partir de cada modelo foram utilizadas para ponderar a distribuição do volume total de produção de óleo e água ao longo dos 15 anos.

Consideraram-se ainda os seguintes valores: preço de construção de um poço de US\$40 milhões, preço do barril de óleo de US\$50, taxa de desconto de 8,0%, investimento de US\$150 milhões na exploração, custo de US\$2.400 milhões do FPSO sem a planta de dessalinização e de US\$2.500 milhões com a planta, custo operacional de produção de US\$62,9/m<sup>3</sup> para o óleo e de US\$6,29/m<sup>3</sup> para a água, custo operacional de injeção de US\$6,29/m<sup>3</sup> para a água do mar ou de formação e de US\$8,81/m<sup>3</sup> para a água de baixa salinidade, além de custos de depreciação dos dutos e da plataforma e abatimento de royalties e impostos.

Analizando os fluxos de caixa, é claro que o modelo que utilizou água de baixa salinidade, da mesma forma que teve o melhor desempenho de produção de óleo, ainda que os custos

operacionais de injeção de água por conta da necessidade do seu tratamento, o seu desempenho econômico também sobressai dentre as demais.

Ao aplicar a taxa de desconto sobre o valor do fluxo de caixa para que, a partir do VPL se obtenha a noção real dos retornos de cada modelo. O resultado é exibido na Tabela 1 a seguir.

**Tabela 1 – Valor do VPL para cada modelo e variação % em relação ao anterior**

Modelo	Valor Presente Líquido (VPL, em milhões de dólares)
Água de formação	42,21
Água do mar	130,59 (+309%)
Água de baixa salinidade	246,35 (+584%)

É importante ressaltar que não foi feita uma análise sobre o custo de tratamento da água de formação nos casos em que ela não é utilizada na injeção, porém o impacto não deve impactar significativamente o resultado final, já que tanto a análise técnica quanto a análise econômica indicam que quanto menor a salinidade, melhores os resultados.

## 4. Conclusão

É possível afirmar consistentemente que, a partir do modelo utilizado, tanto a análise técnica quanto a análise econômica confirmam que quanto menor a salinidade melhor o desempenho geral do projeto.

Ainda que os custos operacionais e de capital sejam mais elevados no caso em que a água precise ser dessalinizada, os ganhos em produtividade compensam, por conta de um melhor fator de recuperação e de uma melhor eficiência de varrido.

Em termos numéricos, o volume de óleo produzido aumentou em 7,8% e o VPL aumentou mais de 5,8 vezes, quando se compara o caso em que foi utilizada água de baixa salinidade e a água de formação.

## 5. Referências

- BOTECHIA, V. E. Análise de Decisão Aplicada à Injeção de Polímeros no Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016. Tese de Doutorado.
- GAO, C. H. Advances of Polymer Flood in Heavy Oil Recovery. SPE 150384. In: SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2011.
- NEEDHAM, R. B; DOE, P. H. Polymer Flooding Review. SPE 17140. Journal of Petroleum Technology, Vol. 39, N.12, pp.1503-1507, 1987.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil, 2011.
- WANG, J.; DONG, M. Optimum Effective Viscosity of Polymer Solution for Improving Heavy Oil Recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 67, Issues 3-4, pp. 155-158, 2009.