

BERNARDO SIVIERI DE FAVERI

**Comparação da injeção de surfactantes, polímeros e solução ASP pela
configuração de poços line drive.**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

SANTOS

2020

BERNARDO SIVIERI DE FAVERI

**Comparação da injeção de surfactantes, polímeros e solução ASP pela
configuração de poços line drive.**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

**Área de concentração: Simulação de
Reservatórios**

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

SANTOS

2020

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

FICHA CATALOGRÁFICA

Faveri, Bernardo Sivieri

Comparação da injeção de surfactantes, polímeros e solução ASP pela configuração de poços line drive. / B. S. Faveri -- São Paulo, 2020.

101 p.

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

1.ÓLEO E GAS I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo II.t.

RESUMO

A otimização da produção do reservatório pode ser feita através dos métodos de recuperação de petróleo. Estes métodos podem ser primários, secundários ou avançados (EOR). Neste trabalho serão abordados os métodos de recuperação avançada de injeção de surfactantes, polímeros e solução Álcali-Surfactante-Polímero (ASP). A injeção de surfactantes atua na diminuição da tensão interfacial entre a água e o óleo, a injeção de polímeros no aumento da viscosidade da água e a injeção da solução ASP atua em sequência tanto diminuindo a tensão interfacial entre a água e o óleo com o álcali e surfactante como também no aumento da viscosidade da água com o polímero em solução. Estes métodos de EOR serão comparados através de simulações em um *template*, utilizando uma configuração de poços do tipo *line drive* no software da CMG. É esperado obter como resultado o melhor método de EOR dado o modelo utilizado, tendo em mente uma comparação do acréscimo do Valor Presente Líquido, analisando também a produção de óleo, bem como a produção e injeção de água.

Palavras-chave: recuperação avançada, surfactante, polímero, solução ASP.

ABSTRACT

Reservoir optimization is done through oil recovery methods. These methods can be primary, secondary or enhanced (EOR). In this work enhanced oil recovery methods known as surfactant flooding, polymers flooding, and Alkaline Surfactant Polymer flooding will be studied. Surfactant flooding diminishes the surface tension between water and oil. Polymer flooding increases the water viscosity. ASP flooding performs the same way as both flooding methods mentioned in sequence with the addition of an alkaline chemical. The subject of this work is to compare the mentioned EOR methods above. For this purpose, reservoir simulations will be done using the CMG software. The reservoir model to be used is a template and the well pattern will be a line drive. It is expected to obtain the best EOR method for this well pattern comparing the increase in the Net Present Value, considering the oil production, as well reduction on water injection and production.

Keywords: enhanced oil recovery, surfactant, polymer, ASP flooding.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - (a) Digitação viscosa e (b) diminuição do efeito da digitação viscosa pela injeção de polímeros.....	18
Figura 2. Diferentes situações de molhabilidade.....	21
Figura 3. Diferentes ângulos de contato da fase aquosa na superfície sólida.....	21
Figura 4. Mecanismos de formação de emulsão por snap-off e cisalhamento.....	22
Figura 5. Injeção de solução ASP.	24
Figura 6 - Modelo sintético de reservatório Cerena-I após upscaling.....	25
Figura 7. Fluxograma de trabalho.	29
Figura 8. Template de reservatório STARS Fluid Model Template #67	31
Figura 9. Permeabilidade relativa à água e óleo do modelo template de reservatório STARS Fluid Model Template #67.....	32
Figura 10. Gráfico de corte óleo x corte de água para injeção convencional de água	36
Figura 11. Gráfico de corte óleo x corte de água para injeção convencional de água antes e depois da otimização.....	36
Figura 12. Gráfico de produção de óleo acumulado para injeção convencional de água antes e depois da otimização.....	37
Figura 13. Simulações feitas para cálculo do VPL para injeção convencional de água	37
Figura 14. Lucro bruto do óleo produzido para injeção convencional de água.	39
Figura 15. Custo bruto da água produzida e injetada para injeção convencional de água.....	39
Figura 16. Gráfico de corte de água x corte de óleo para injeção de polímeros.	40

Figura 17. Gráfico de corte de água x corte de óleo para injeção de polímeros antes e depois da otimização.	41
Figura 18. Gráfico de produção de óleo acumulado para injeção de polímeros antes e depois da otimização.	41
Figura 19. Simulações feitas para cálculo do VPL para injeção de polímeros.	42
Figura 20. Lucro bruto do óleo produzido para injeção de polímeros.....	43
Figura 21. Despesa bruta da água produzida e injetada para injeção de polímeros.	44
Figura 22. Despesa bruta do polímero injetado para injeção de polímeros.	44
Figura 23. Gráfico de corte de óleo x corte de água para injeção de surfactantes....	45
Figura 24. Gráfico de corte de óleo x corte de água para injeção de surfactantes....	45
Figura 25. Gráfico de corte de óleo x corte de água para injeção de surfactantes....	46
Figura 26. Simulações feitas para cálculo do VPL para injeção de surfactantes.	46
Figura 27. Lucro bruto do óleo produzido para injeção de surfactantes.....	48
Figura 28. Despesa bruta da água injetada e produzida para injeção de surfactantes.	48
Figura 29. Despesa bruta do surfactante injetado para injeção de surfactantes.....	49
Figura 30. Gráfico de corte de água x corte de óleo para injeção de solução ASP...49	
Figura 31. Gráfico de corte de água x corte de óleo para injeção de solução ASP...50	
Figura 32. Gráfico de corte de água x corte de óleo para injeção de solução ASP...50	
Figura 33. Simulações feitas para cálculo do VPL para injeção de solução ASP.	51
Figura 34. Gráfico de comparação da produção de óleo cumulativa para os métodos de recuperação estudados.....	53

Figura 35. Gráfico de comparação da injeção de água cumulativa para os métodos de recuperação estudados.....	53
Figura 36. Gráfico de comparação da produção de água cumulativa para os métodos de recuperação estudados.....	53
Figura 37. Gráfico de comparação do corte de óleo para os métodos de recuperação estudados.	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Critérios de seleção para Injeção de Polímeros (Adaptado de Botechia, 2016).....	16
Tabela 2 - Critérios de seleção para Injeção de Surfactantes (Adaptado de Sanabria, 2013).....	19
Tabela 3. Dados do reservatório	31
Tabela 4. Cenário econômico para cálculo do VPL.....	32
Tabela 5. Restrições iniciais para o poço produtor.....	33
Tabela 6. Restrições iniciais para o poço injetor	33
Tabela 7. Fração molar dos componentes da água injetada da simulação.....	34
Tabela 8. Restrições iniciais para o poço injetor	35
Tabela 9. Restrições otimizadas para o poço produtor na injeção convencional de água.....	38
Tabela 10. Restrições otimizadas para o poço injetor na injeção convencional de água.....	38
Tabela 11. Restrições otimizadas para o poço produtor na injeção de polímeros	42
Tabela 12. Restrições otimizadas para o poço injetor na injeção de polímeros	42
Tabela 13. Restrições otimizadas para o poço produtor na injeção de surfactantes.	46
Tabela 14. Restrições otimizadas para o poço injetor na injeção de surfactantes	47
Tabela 15. Restrições otimizadas para o poço produtor na injeção de solução ASP.	51
Tabela 16. Restrições otimizadas para o poço injetor na injeção de solução ASP. ...	51
Tabela 17. Comparação do VPL dos métodos de recuperação do estudo	52

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Objetivo.....	13
1.2	Justificativa	13
1.3	Escopo	14
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1	Recuperação Avançada de Reservatórios.....	15
2.2	Injeção de polímeros.....	15
2.2.1	Mobilidade	17
2.2.2	Digitação viscosa.....	18
2.3	Injeção de surfactantes	18
2.3.1	Tensão interfacial	20
2.3.2	Molhabilidade.....	20
2.3.3	Emulsificação.....	22
2.4	Injeção de solução ASP.....	23
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
4	METODOLOGIA.....	28
5	ESTUDO DE CASO.....	31
5.1	<i>Template de reservatório STARS Fluid Model Template #67 2020</i>	<i>31</i>
5.2	Cenário econômico.....	32
5.3	Parâmetros dos poços.....	33
6	RESULTADOS	36
6.1	Injeção de água	36
6.2	Injeção de polímeros.....	40
6.3	Injeção de surfactantes	45

6.4	Injeção de solução ASP.....	49
6.5	Discussão dos resultados.....	52
7	CONCLUSÃO.....	55
7.1	Trabalhos futuros.....	55
8	REFERÊNCIAS	56
9	ANEXO A – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE AGUA.....	60
10	ANEXO B – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE POLÍMEROS 66	
11	ANEXO C – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE SURFACTANTES.....	73
12	ANEXO A – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE SOLUCAO ASP.....	80
13	APENDICE A – ARQUIVO TEMPLATE.....	88
14	APENDICE A – ARQUIVO INJEÇÃO DE AGUA.....	91
15	APENDICE A – ARQUIVO INJEÇÃO DE POLIMEROS.....	94
16	APENDICE A – ARQUIVO INJEÇÃO DE SURFACTANTES	97
17	APENDICE A – ARQUIVO INJEÇÃO DE SOLUÇÃO ASP	100

1 INTRODUÇÃO

Um reservatório após perfurado pode produzir petróleo pela energia naturalmente contida no mesmo. Esta fase é denominada de recuperação primária e nesta fase a energia contida é suficiente para que um percentual de petróleo seja produzido. Esta energia é representada em suma pela despressurização e a recuperação ocorre por exemplo pela água originalmente contida no reservatório e pela expansão do gás, tanto contido no óleo como quanto em topo de reservatório, expulsando o óleo e ocorre também pela própria força da gravidade. Por ser uma recuperação primária o fator de recuperação varia entre 5 a 15% do OOIP (original oil in place)(TZIMAS, et al., 2005) mas pode ser até menor quanto menor for o grau API do óleo.

Para que seja possível continuar a produzir e aumentar o fator de recuperação, novos métodos são utilizados. Estes métodos são denominados secundários e avançados. Os métodos de recuperação secundária podem ser utilizados no começo da produção, sem a energia natural do reservatório se esgotar completamente. Isto depende principalmente da estratégia de produção, seja pela falta da energia primária ou para antecipar a produção do fluido por questões financeiras. A recuperação secundária tem como objetivo pressurizar novamente o reservatório, injetando de certo modo a energia natural perdida (a energia injetada é superior a natural) e também varrer o óleo para o poço produtor. Os métodos convencionais de recuperação secundária é a injeção de água ou de gás. Hipoteticamente os custos da recuperação secundária podem ser facilmente calculados, adicionando os custos operacionais que já existiam durante a recuperação primária com os custos da produção e injeção de água ou gás (Gaspar et al. 2014). Um problema da injeção de água é que na prática a interação da água injetada e do óleo no reservatório não é ideal, de modo que pode ocorrer a produção da água injetada logo no início da recuperação secundária por razões geológicas ou pela diferença de viscosidade entre a água e o óleo. Já a injeção de gás pode ser feita pela injeção do próprio gás produzido. Este método não é tão utilizado quanto o anterior por ter muitas limitações, entre elas a necessidade de uma capa de gás para ser bem sucedido, tratamento do gás a ser reinjetado e por ter em geral um

fator de recuperação menor que o anterior. Neste caso também a diferença da viscosidade entre o gás e o óleo é mais crítica.

Após a recuperação secundária ainda existe óleo residual dentro do reservatório. Este óleo residual pode representar de 50% a 55% do *Volume of Oil in Place* (VOIP) e é encontrado como volumes descontínuos que não foram alcançados ou produzidos por razões tanto geológicas como também pela ineficiência dos métodos de recuperação anteriormente utilizados (DRUETTA e PICCHIONI, 2020). Para recuperação deste óleo residual são utilizados os métodos de recuperação avançada. Estes métodos atuam principalmente modificando uma ou mais propriedades do reservatório e podem tanto ser métodos térmicos, químicos e biológicos. Dentre os químicos, são de destaque a injeção de surfactantes, injeção de polímeros e a injeção de solução Álcali-Surfactante-Polímero (ASP). A injeção de surfactantes diminui a tensão interfacial entre a água e o óleo, reduzindo as forças capilares que prendiam o óleo residual, possibilitando assim que possa ser varrido. A injeção de polímeros atua suplementando a injeção de água, aumentando a viscosidade da água injetada e conata de modo a aumentar a taxa de mobilidade do óleo em relação à água. Como dito anteriormente, a alta diferença entre a viscosidade da água e do óleo dificulta a varredura da água, fenômeno denominado de digitação viscosa (do inglês, *viscous fingering*). Por fim, a injeção de solução ASP atua como uma combinação dos efeitos anteriores juntamente de um composto alcalino.

Cada campo é exclusivo e deve ser estudado com uma diferente perspectiva, levando em consideração qual tipo de rocha está presente no reservatório. Reservatórios siliciclásticos são compostos principalmente de rochas formadas através do transporte, deposição e litificação de sedimentos. Já os reservatórios carbonáticos são compostos de rochas formadas de sedimentos biogênicos, como recifes e restos de organismos no fundo do mar ou também por precipitações da água do mar (AKBAR, ALGHAMDI, *et al.*, 2000).

Reservatórios carbonáticos comumente apresentam uma baixa porosidade e podem ser fraturados. Estas duas características em conjunto com as rochas carbonáticas serem molhadas por óleo ou de molhabilidade mista resultam

normalmente em uma menor recuperação de hidrocarbonetos (MANRIQUE e ALVARADO, 2010).

A escolha do melhor método de recuperação a ser empregado é um processo extensivo e de extrema importância na logística e na estratégia de produção para o desenvolvimento de um campo de petróleo. Sendo assim estudos sobre o tema são de extrema importância.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é comparar os métodos químicos de recuperação avançada de injeção de surfactantes, injeção de polímeros, injeção de solução ASP e a recuperação secundária de injeção de água, baseando-se no aumento do VPL, levando em consideração a produção de óleo e a produção e injeção de água.

1.2 Justificativa

A cada ano que passa a quantidade de reservatórios de petróleo maduros só aumenta juntamente com a dificuldade de se perfurar novos poços. Estes impasses exigem das operadoras de petróleo buscarem métodos mais eficientes para aumentar o fator de recuperação dos reservatórios já existentes. Um exemplo disto é a unidade de produção de óleo de Weyburn do Canadá ocidental, onde sua produção começou a declinar em meados do fim de 1960. Entretanto, através de novas tecnologias em 1980 sua produção aumentou em grandes quantidades e desde 2000 se tornou um projeto de sequestro de gás carbônico, utilizando a injeção do gás como um método de EOR e servindo também como um armazém de longo prazo (MUNISTERI e KOTENEV, 2013).

1.3 Escopo

O escopo inicial do trabalho é avaliar de maneira determinística qual método de recuperação avançada possibilitariam os melhores resultados dado o aumento do VPL. Ainda serão analisados a produção de óleo e água e a injeção de água para a a simulação com o maior VPL de cada método de EOR.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Recuperação Avançada de Reservatórios

Segundo Muggeridge et al. (2014) o fator de recuperação dos poços maduros varia entre 20% a 40%. Este fator pode ser calculado multiplicando a fração de óleo deslocado dentro do poro, a porção de fluido contínua do reservatório que é deslocada, a porção do reservatório conectada aos poços e a eficiência econômica. Com o uso de métodos de recuperação avançada (do inglês enhanced oil recovery – EOR) é possível aumentar a fração de óleo deslocado dentro da rocha, diminuindo a tensão interfacial entre o óleo e a água, modificando a molhabilidade da rocha principalmente pela injeção de surfactantes. É possível aumentar também a porção de fluido contínua no poço, diminuindo o efeito da heterogeneidade do reservatório, principalmente pela injeção de polímeros que aumentam a viscosidade da água. Atualmente, para recuperação de óleos mais leves o uso de injeção WAG, injeção de polímeros e injeção de surfactantes se destacam. Já para os de óleos mais pesados, é mais utilizada a injeção de vapor e combustão *in situ*. A partir destes métodos é possível aumentar o fator de recuperação de um reservatório maduro para taxas entre 50% e 70% (Muggeridge et al., 2014, apud McGuire et al., 2009, Toole, Grist, 2003).

2.2 Injeção de polímeros

Os polímeros são comumente transportados para as plataformas de petróleo como um pó seco e são misturados à água antes de serem injetados. Quando o polímero é misturado, modifica a viscosidade da água aumentando a sua capacidade de varrer o óleo (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2017).

O aumento da viscosidade também pode causar problemas, como a diminuição da permeabilidade causada por diversas interações do fluido de injeção e os poros da rocha. Essa diminuição da permeabilidade tem consequências críticas na produção de óleo e é causada principalmente pela adsorção (KNOBLOCH, REINA, et al., 2018).

Druetta et al., 2019 demonstraram que a eficiência da injeção de polímeros depende tanto do polímero injetado como das condições do reservatório onde a viscosidade da água é o fator a ser observado. Para o polímero a eficiência depende da concentração e peso molecular, salinidade da água, total de sólidos dissolvidos, a concentração de íons divalentes e a arquitetura dele, enquanto para as condições do reservatório a injeção é mais eficiente quanto maior for a heterogeneidade e menor for a viscosidade do óleo.

Os critérios existentes na literatura para a decisão ou não do uso da injeção de polímeros são dados na Tabela 1 a seguir (BOTECHIA, 2016):

Tabela 1 - Critérios de seleção para Injeção de Polímeros (Adaptado de Botechia, 2016)

Referência	°API	μ_o [cp]	Soi	k[mD]	H[m]	T[°C]	Salinidade
Taber et al. (1997)	> 15	10 – 150	0.5 – 0.8	> 10 (800)	< 2743	60 – 94	–
Adasani e Bai (2001)	13 – 42	9 – 75	0.65 – 0.82	> 1.8 (834)	< 2883	24 – 114	–
Sorbie (1991)	–	5 – 30	–	> 20	–	< 80 (Max 95)	Não é crítica, mas define o tipo de polímero (alta sal. = Xantana; baixa sal. = HPAM)
Melo et al. (2005)	–	< 100	> 0.2	> 100	–	< 80	< 50000 ppm
Green e Willhite (1998)	15 – 40	10 – 150	> 0.7	> 10 (800)	< 2743	60 – 94	–
Dickson et al. (2010)	> 15	10 – 1000	> 0.3	>10 ² se (10 < μ < 10 ² cp) >10 ³ se (10 ² < μ < 10 ³ cp)	244 – 2743	< 77	>3000 se (10 < μ < 10 ² cp) >1000 se (10 ² < μ < 10 ³ cp)
Al-Bahar et al. (2004)	–	< 150	> 0.6	> 50	–	< 70	< 100000 ppm

Fonte: Botechia (2016)

Da tabela verifica-se que grandes partes dos autores concordam que o método de injeção de polímeros não é eficaz para óleo com um grau de API abaixo de 15, conhecido como óleo extra-pesado de modo que os métodos mais utilizados para recuperação deste tipo de óleo são os métodos térmicos. Os autores não têm um consenso sobre o valor da saturação inicial de óleo **Soi** e o valor da viscosidade

μ_o do óleo, porém verifica-se que (DISCKSON et al., 2010) têm a maior variação de viscosidade, chegando até 1000 *cp*. A permeabilidade *k* não pode ser muito baixa e as temperaturas não podem ser muito altas para evitar a degradação dos polímeros (Botechia, 2016). Ainda, grandes valores de salinidade causam uma mudança na estrutura do polímero, diminuindo a habilidade do mesmo para reticulação polimérica e a viscosidade da água de modo que a viscosidade da superfície será diferente da viscosidade no reservatório (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2017).

Skauge et al., 2013 utilizando um óleo com viscosidade de 2000 *cp* e uma amostra com permeabilidade de 2.7 *D* analisaram o uso da injeção de polímeros para *óleo pesado* como uma alternativa para os casos em que a recuperação térmica fosse impraticável. Os autores verificaram que o uso de polímeros diminui o efeito esperado de digitação viscosa e aumenta o fator de recuperação do óleo. Apesar da amostra não se enquadrar nos critérios de seleção para a injeção de polímeros, os resultados obtidos foram melhores do que quando comparados somente à injeção de água.

2.2.1 Mobilidade

A viscosidade da água aumenta com a concentração de polímero na mistura. Esse aumento da viscosidade permite uma maior varredura do óleo pela diferença na razão de mobilidade. (ROSA, XAVIER e CARVALHO, 2006) definem a seguinte equação para a razão de mobilidade:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_{efw}}{\mu_w}}{\frac{k_{efo}}{\mu_o}}$$

Onde *M* é a razão de mobilidade, λ_w e λ_o a mobilidade da água e do óleo, k_{efw} e k_{efo} as permeabilidades efetivas da água e do óleo e μ_w e μ_o a viscosidade do óleo e da água.

Uma razão de mobilidade considerada favorável é aquela em que o valor de *M* se aproxima de 1. Mudanças na permeabilidade efetiva e mobilidade do óleo são difíceis de serem feitas, de modo que se fazem necessárias mudanças na permeabilidade efetiva e mobilidade da água. Estas mudanças podem ser feitas

aumentando a viscosidade da água ou diminuindo a permeabilidade efetiva para se obter uma mobilidade favorável. A adição de polímeros é uma resposta para este problema.

2.2.2 Digitação viscosa

A injeção de polímeros diminui o efeito da digitação viscosa como visto na Figura 1. Este fenômeno ocorre quando há avanço irregular da água (BOTECHIA, 2016). Com o aumento da viscosidade e uma razão de mobilidade mais favorável a frente de água se torna mais uniforme e é mais eficaz para empurrar o óleo.

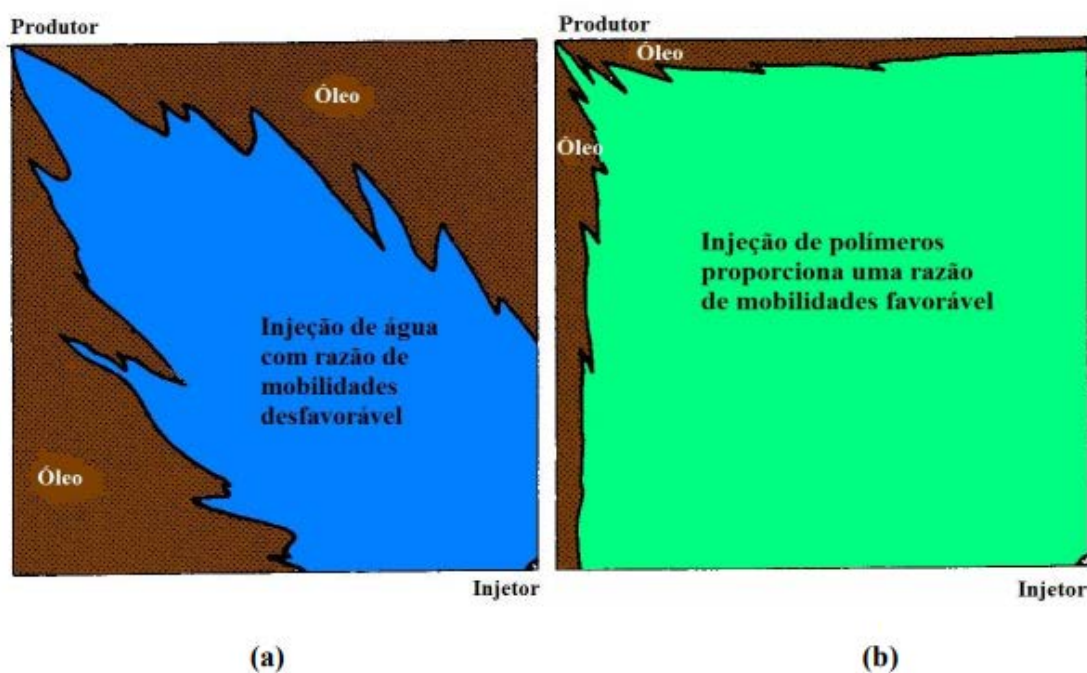


Figura 1 - (a) Digitação viscosa e (b) diminuição do efeito da digitação viscosa pela injeção de polímeros.

Fonte: Botechia (2016) adaptado de Sorbie (1991)

2.3 Injeção de surfactantes

A injeção de surfactantes reduz as tensões interfaciais entre a água e o óleo, minimizando os efeitos capilares que aprisionam o óleo no reservatório e modificando também a molhabilidade (GREEN e WILLHITE, 1998).

Druetta et al., 2019 demonstraram que a eficiência da injeção de surfactantes depende do mecanismo de emulsificação, equilíbrio de fase, salinidade e adsorção. Para se escolher o melhor surfactante dentre os existentes: aniônicos, catiônicos, não iônicos e zwitterion devem ser levados em consideração as características do óleo cru, a salinidade da água, do reservatório, a temperatura, a compatibilidade, a pressão e a estabilidade térmica e aquosa.

Os critérios existentes na literatura para a decisão ou não da injeção de surfactantes são dados na Tabela 2 a seguir de (SANABRIA e CAMILO, 2013):

Tabela 2 - Critérios de seleção para Injeção de Surfactantes (Adaptado de Sanabria, 2013)

Propriedade	
°API	> 20
$\mu_o[cp]$	< 200
Soi	> 0.25
k[mD]	> 10
Profundidade[m]	< 2743
T[°C]	< 150
Salinidade	-

Fonte: Sanabria (2013)

Da tabela verifica-se que as propriedades para a injeção de surfactantes são de certo modo, semelhantes para a injeção de polímeros, suportando apenas maiores temperaturas. Porém (NEGIN, ALI e XIE, 2017) descrevem que altas salinidades têm um efeito significativo no desempenho dos surfactantes e que para estes casos devem ser utilizados surfactantes especialmente desenvolvidos para esta situação. Ainda, definem que a salinidade ideal é aquela em que quantidades idênticas de óleo e água podem ser solubilizadas mutualmente em uma microemulsão, resultando em tensões interfaciais iguais entre a fase de microemulsão e a fase de excesso de água ou óleo.

2.3.1 Tensão interfacial

A tensão interfacial pode ser dada como a quantidade de trabalho requerida para incrementar a área de superfície de um líquido em determinadas condições de temperatura, pressão e salinidade (SANABRIA e CAMILO, 2013). Quando o surfactante diminui a tensão interfacial entre o óleo e a salmoura, o fluido injetado tem uma maior eficiência ao varrer o óleo.

Para a simulação da injeção de surfactantes ter um resultado preciso, se faz necessário calcular a tensão interfacial. Entretanto nem sempre é um cálculo fácil de ser feito dado que normalmente ocorrem variações desta tensão interfacial durante a trajetória do fluido de injeção no reservatório (MALINOUSKAYA, PREUX, *et al.*, 2020).

2.3.2 Molhabilidade

A molhabilidade pode ser definida como a tendência de um fluido espalhar-se sobre uma superfície sólida, ou aderir-se a ela, na presença de um segundo fluido (GREEN e WILLHITE, 1998). Como dito anteriormente uma das maiores dificuldades de reservatórios carbonáticos é que a rocha pode tanto ser molhada por óleo ou de molhabilidade intermediária. No primeiro caso, o óleo tem uma maior tendência que a água (ou o gás) de se espalhar pela rocha. Enquanto que para a molhabilidade intermediária, tanto o óleo como a água tende a se espalhar pela rocha.

Na Figura 2 está exemplificada a molhabilidade da fase aquosa em uma situação da rocha molhada por água, uma rocha de molhabilidade intermediária e uma rocha molhada por óleo respectivamente (SCHLUMBERGER, 2016).

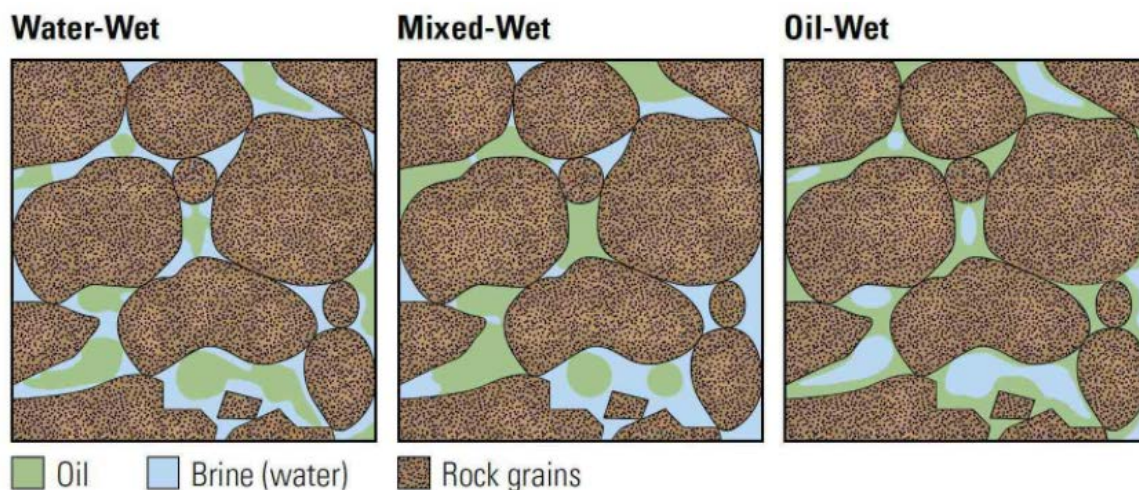


Figura 2. Diferentes situações de molhabilidade

Fonte: SCHLUMBERGER, 2016

O que define a molhabilidade da fase aquosa na rocha é o ângulo de contato com a superfície sólida. Caso ocorra da rocha ser molhada por óleo, uma gota de óleo nesta rocha irá ter um ângulo de contato grande, em situações extremas podendo chegar à 180° , enquanto uma gota de água terá um ângulo de contato muito pequeno, podendo chegar aproximadamente à zero. Na Figura 3 tem-se uma gota de óleo em uma superfície molhada por água, uma gota de óleo em uma superfície de molhabilidade intermediária e uma gota de óleo em uma superfície molhada por óleo.

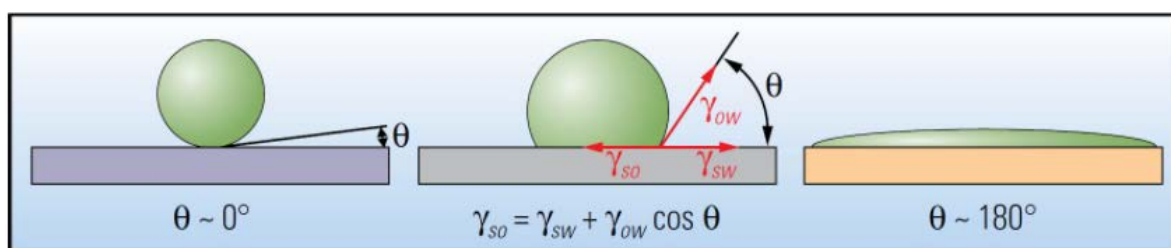


Figura 3. Diferentes ângulos de contato da fase aquosa na superfície sólida.

Fonte: SCHLUMBERGER, 2016

Onde θ é o ângulo de contato e γ_{so} a tensão interfacial entre a superfície e o óleo, dada em função da tensão interfacial da superfície e a água γ_{sw} adicionada à tensão interfacial entre o óleo e a água γ_{ow} multiplicado pelo cosseno do ângulo de contato da gota de óleo (projeção horizontal do γ_{ow}).

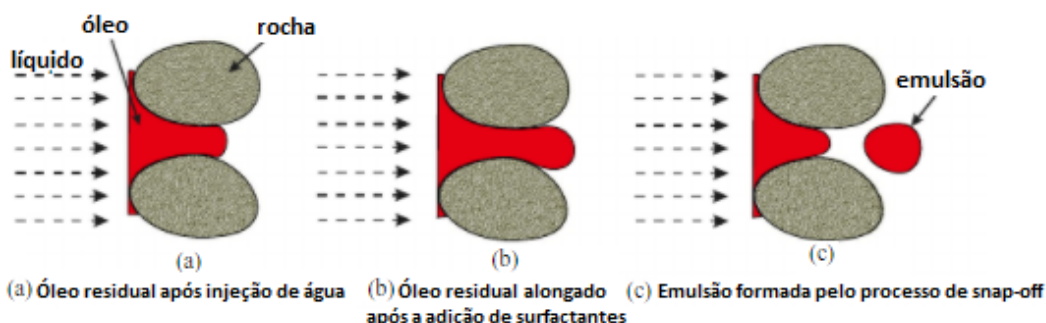
Na injeção de surfactantes, o que ocorre é que o surfactante muda a molhabilidade de modo que a rocha seja molhada por água e que o fluido de injeção consiga varrer o óleo que anteriormente estava preso na rocha e nos capilares.

2.3.3 Emulsificação

A emulsificação é um dos principais fenômenos físicos e químicos que permitem que a injeção de surfactantes seja um método de recuperação avançada eficaz. Este fenômeno complicado depende de muitos fatores, como a estrutura de garganta de poros, a molhabilidade da rocha, propriedades do óleo e quantidade de óleo residual. A recuperação de óleos em líquidos com emulsão é 5% maior do que em líquidos sem emulsão (ZHOU, YIN, *et al.*, 2019).

Na Figura 4 têm-se exemplificados dois mecanismos de formação de emulsão.

Emulsão pelo processo snap-off



Emulsão por cisalhamento

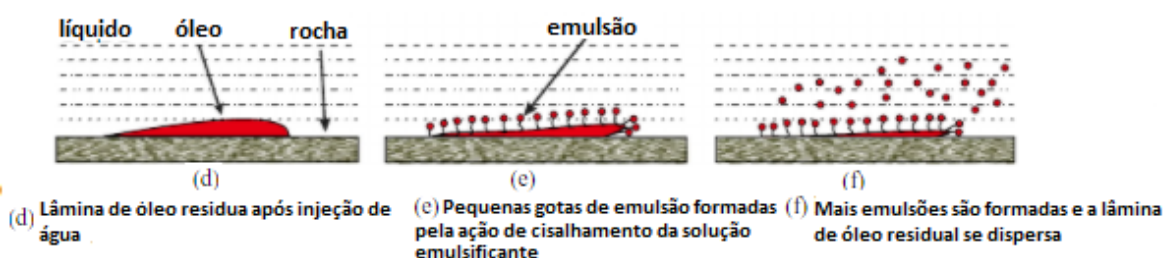


Figura 4. Mecanismos de formação de emulsão por snap-off e cisalhamento.

Fonte: Adaptado de ZHOU, 2019

No mecanismo de *snap-off* a fase molhada pela rocha (fase contínua) comprime a não molhada em gotas dada a interface instável entre elas durante o deslocamento do óleo (YAO e OAKLEY, 2018). Já no mecanismo da emulsão formada por cisalhamento, a solução emulsificante cria pequenas emulsões na fase molhada pela rocha.

2.4 Injeção de solução ASP

Druetta et al., 2019 definem a injeção de solução ASP como a combinação de três diferentes espécies químicas. Ela consiste na injeção de um álcali antes da injeção de surfactantes e polímeros. A sinergia dos três promove o fator de recuperação entre 10% a 25% em comparação aos outros métodos. De um ponto de vista econômico, o uso da solução ASP engloba três custos diferentes de injeção, aumentando dentre 6 a 11 dólares por barril de petróleo.

A injeção de solução ASP busca promover tanto o deslocamento microscópico reduzindo a tensão interfacial entre a água e o óleo pela adição de surfactante e tomando vantagem da propriedade viscoelástica dos polímeros como macroscópico pela diferença da viscosidade causada pela adição de polímeros.

Na Figura 5 está exemplificada a injeção de solução ASP.

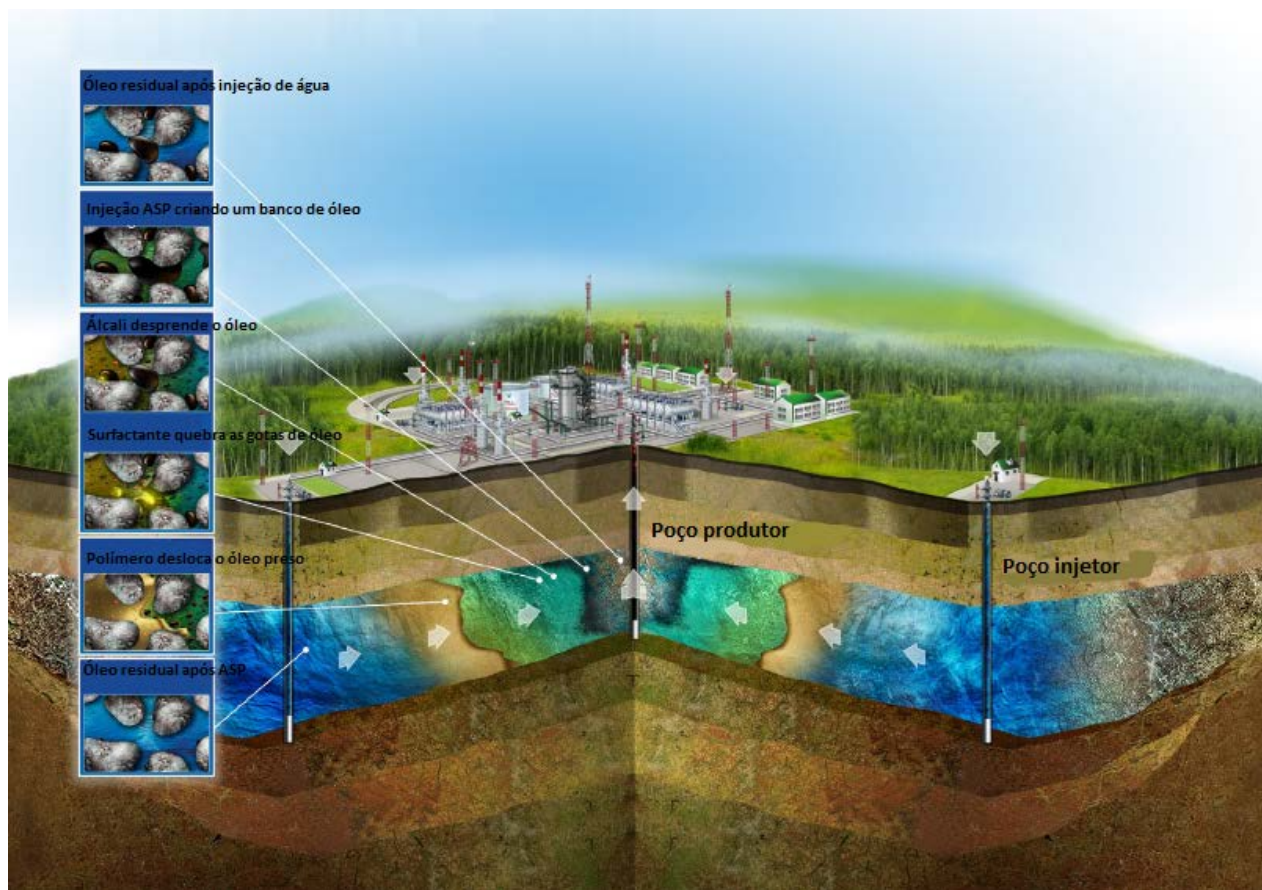


Figura 5. Injeção de solução ASP.

Fonte: Adaptado de Druetta et al. 2019

Em suma a solução cria bancos de óleo (*oil bank*) que é uma região onde a saturação de óleo é aumentada pela aplicação de um método de EOR (SCHLUMBERGER). O álcali desprende o óleo, o surfactante quebra as gotas de óleo e por fim o polímero desloca o óleo preso.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

(FABUSUYI, 2015) criou uma estratégia de produção para o modelo sintético de reservatório Cerena-I utilizando o método de recuperação de injeção WAG (*water alternating gas*), onde gás e água são injetados alternadamente. O modelo contém características dos reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro, especificamente do Campo de Júpiter. O grid do modelo tem dimensões de 161x161x300 células. Ainda, é composto por duas fácies, um reservatório de microbiolitos e uma de fácies de argilito (MADEIRA, 2014). Na Figura 6 é apresentado o modelo de reservatório após o *upscaling* feito na tese de Fabusuyi, 2015, com dimensões 22x22x154.

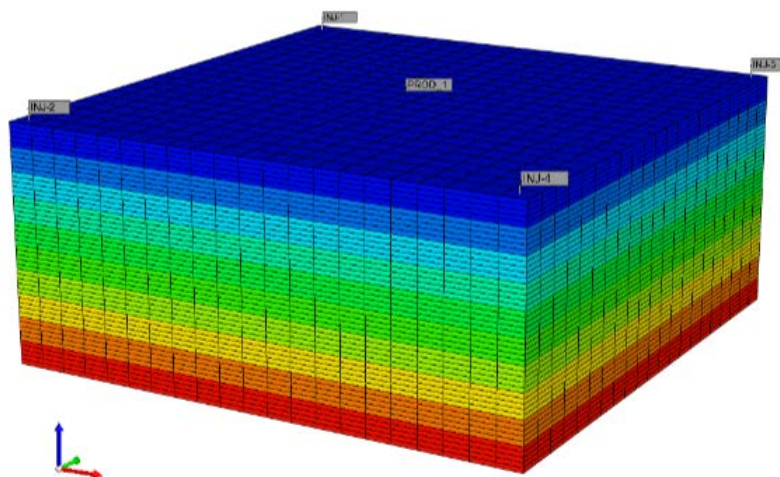


Figura 6 - Modelo sintético de reservatório Cerena-I após upscaling.

Fonte: Adaptado de Fabusuyi (2020)

Na primeira parte da tese foi feito um *upscaling* do modelo inicial do reservatório sintético. Caso fosse utilizado o modelo inicial sem o *upscaling*, o tempo para simular e otimizar a produção do reservatório seria muito grande, sendo necessário diminuir o número de variáveis otimizadas para que o tempo fosse praticável por questões computacionais. Com o *upscaling*, têm-se um modelo com dimensões menores e consequentemente são perdidas informações. Entretanto foi possível manter os dados de porosidade e permeabilidade das três direções com praticamente a mesma distribuição do modelo original.

Na segunda parte do trabalho, foi feita a otimização dos parâmetros de operação dos poços, ou seja, a pressão de fundo de poço BHP (*bottom hole pressure*) entre os quatro poços produtores, a vazão de injeção durante a estratégia de produção, a configuração dos poços e a captura de CO₂.

A razão de Fabusuyi, 2015 para otimizar a BHP é que esta propriedade garante que o fluxo do fluido dentro do poço seja como desejado. Ainda, permite que o poço produtor maximize a produção de óleo com uma pressão ótima. Neste trabalho essa propriedade do poço também será otimizada. A vazão de injeção também será otimizada, entretanto as razões foram diferentes por se tratar do método de recuperação WAG. A configuração de poços será do tipo five-spot, podendo ser incrementada para outras configurações em trabalhos futuros.

Fabusuyi, 2015 chegou a conclusão de que a situação ótima para a estratégia de produção seria manter o mesmo BHP para todos poços produtores, uma vazão aproximada de injeção de água a 40.000sm³ /dia e de gás a 60,000sm³ /dia, uma configuração de poços focada na região nordeste e noroeste por terem uma maior porosidade e permeabilidade e por fim que a captura de CO₂ é aconselhável.

Garcia Villa, 2019 comparou o desempenho técnico e econômico da injeção surfactante-polímero com a da injeção de água e polímeros sob incertezas econômicas e geológicas a partir de dois modelos de reservatórios, sendo um o *upscaling* do modelo Cerena-I de Fabusuyi, 2015 e outro de autoria própria com uma configuração de five-spot invertido de poços. As incertezas econômicas foram do preço por barris variando de 70, 50 ou 40 dólares. Já as incertezas no modelo de reservatório foram feitas multiplicando todas as permeabilidades por 2 e 0,5, de modo que o fator de recuperação também aumentava ou diminuía respectivamente em relação ao modelo base. Neste trabalho os valores utilizados por Garcia Villa, 2019 para o caso do cenário provável foram adaptados dados à queda do preço do óleo.

Garcia Villa, 2019 concluiu em seu trabalho que a injeção de surfactante-polímero foi o método de recuperação que teve o melhor resultado tanto no modelo de autoria própria como no modelo Cerena-I de Fabusuyi, 2015. Ao começar a recuperação avançada, a concentração de polímeros e surfactantes na mistura depende das incertezas econômicas do cenário que está sendo analisado, onde em

um cenário otimista a concentração de cada pode ser maior já que o preço do óleo é maior e o VPL tende a crescer com uma maior produção.

4 METODOLOGIA

Para otimizar e comparar cada recuperação serão utilizados os softwares da Computer Modeling Group Ltd (CMG[®]). Foi utilizado um *template* para avaliar os métodos de recuperação avançada em relação à recuperação convencional por injeção de água. Para a análise da injeção de surfactantes, polímeros e solução ASP utilizando o simulador STARS e otimização via software CMOST. A recuperação convencional com injeção de água utilizou o simulador STARS da CMG[®].

A Figura 7 demonstra o fluxograma de trabalho que foi utilizado. A partir do software Builder da CMG[®] foram inseridos um poço injetor e outro produtor com uma variação de operação de BHP, produção máxima de fluidos e fechamento da produção de água (via corte de água). Com essa configuração de poços, foram simuladas quatro situações: injeção convencional de água, injeção química de polímeros, surfactante e solução ASP a partir do software STARS. Após as simulações iniciais, serão feitas outras simulações para otimizar o VPL a partir do software CMOST. Com os valores otimizados, foi feita uma matriz de comparação para escolher o melhor método de recuperação.

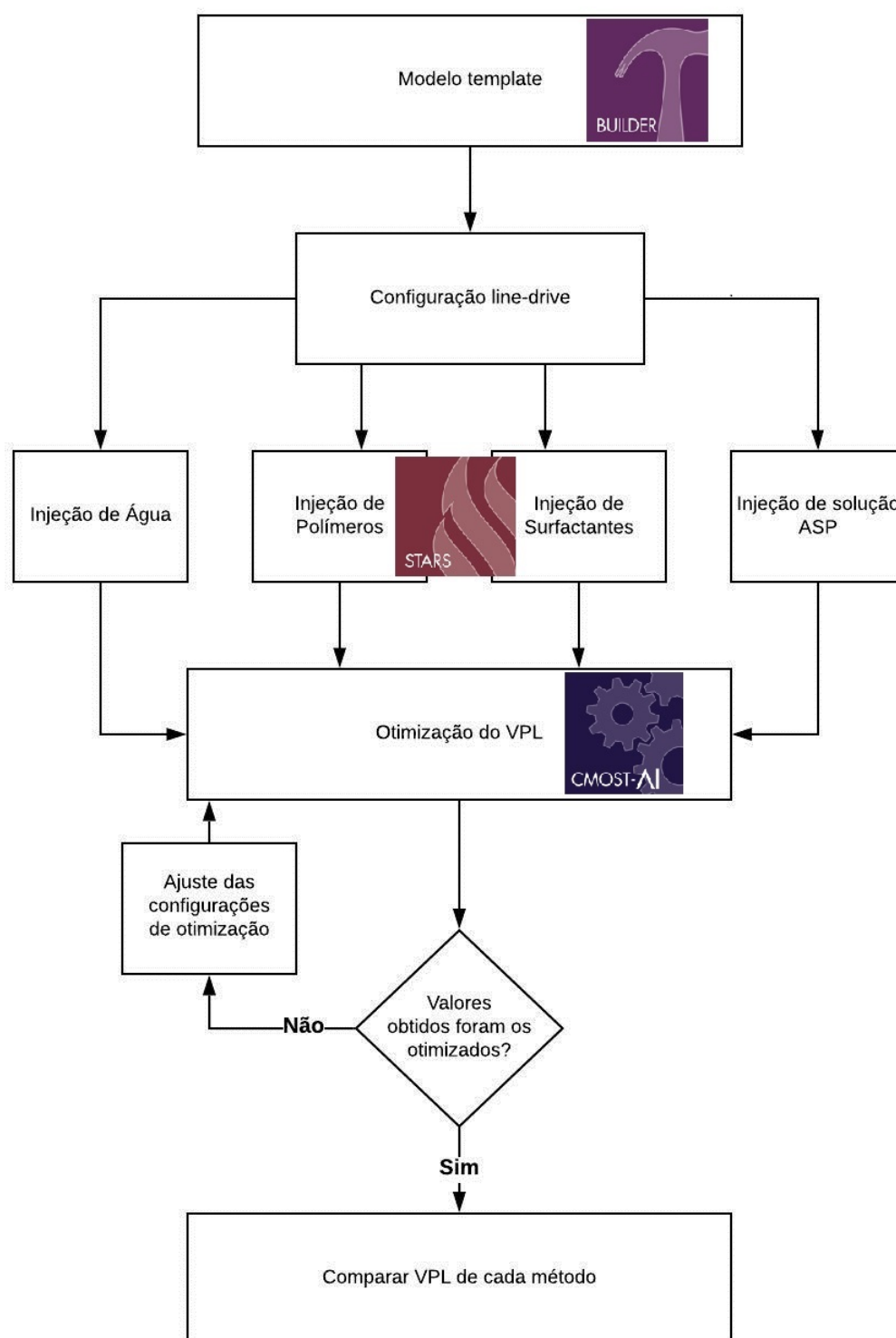


Figura 7. Fluxograma de trabalho.

Fonte: Autor (2020)

A função objetivo escolhida para ser otimizada no software CMOST é o Valor Presente Líquido (VPL) (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2017). O mesmo é dado pela seguinte equação:

$$VPL = \sum_{t=1}^t \frac{(Q_{\text{óleo}} * P_{\text{óleo}} - Q_{\text{ia}} * C_{\text{ia}} - Q_{\text{pa}} * C_{\text{pa}} - Q_{\text{s,p.asp}} * C_{\text{s,p.asp}}) * F}{(1 + i)^t}$$

Onde $Q_{\text{óleo}}$ é a quantidade de óleo produzida, $P_{\text{óleo}}$ é o preço do óleo, Q_{ia} é a quantidade de água injetada, C_{ia} o custo de injeção de água, Q_{pa} é o custo de água produzida, C_{pa} é o custo de produção de água, $Q_{\text{s,p.asp}}$ a quantidade de surfactante ou polímero ou solução ASP injetada e $C_{\text{s,p.asp}}$ seus respectivos custos, i a taxa de desconto anual e por fim F o fator de conversão de m^3 para bbl. Para o cálculo do VPL foi utilizado um fator de multiplicação de 10^6 dado que os valores de produção de óleo e injeção e produção de água para o *template* são muito baixos.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 Template de reservatório STARS Fluid Model Template #67 2020

Na Figura 8 têm-se o modelo de reservatório 3D utilizado para as simulações onde INJTR é o poço injetor e PRODN o poço produtor. Ainda na Tabela 3 têm se os dados do reservatório.

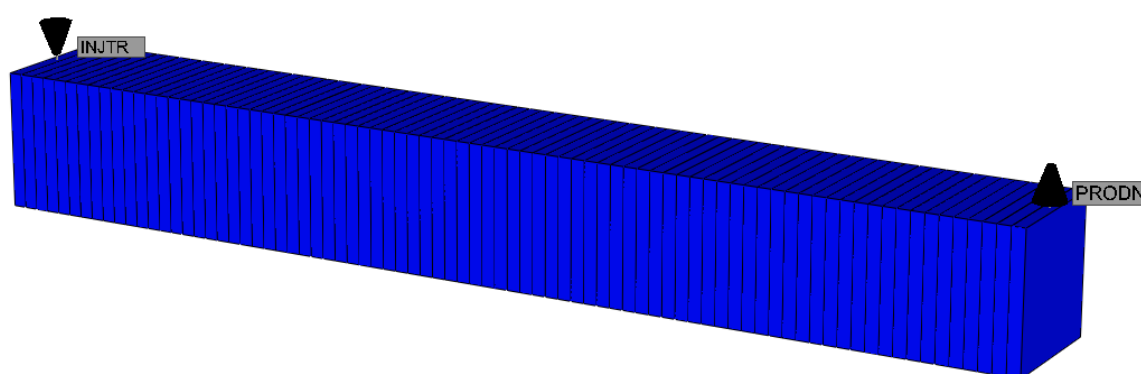


Figura 8. Template de reservatório STARS Fluid Model Template #67

Fonte: Autor (2020)

Tabela 3. Dados do reservatório

Propriedades	Valor
Dimensões	80x1x1
Temperatura [°C]	17
Espessura do grid [m]	0.0337
Molhabilidade	Água
Porosidade (uniforme)[%]	20
Saturação de óleo (uniforme)[%]	60
Saturação de água (uniforme)[%]	40
Permeabilidade (uniforme) em I [mD]	236
Permeabilidade (uniforme) em I [mD]	236
Permeabilidade (uniforme) em I [mD]	118

Fonte: Autor (2020)

Na Figura 9 têm-se o gráfico de permeabilidade relativa à água e óleo.

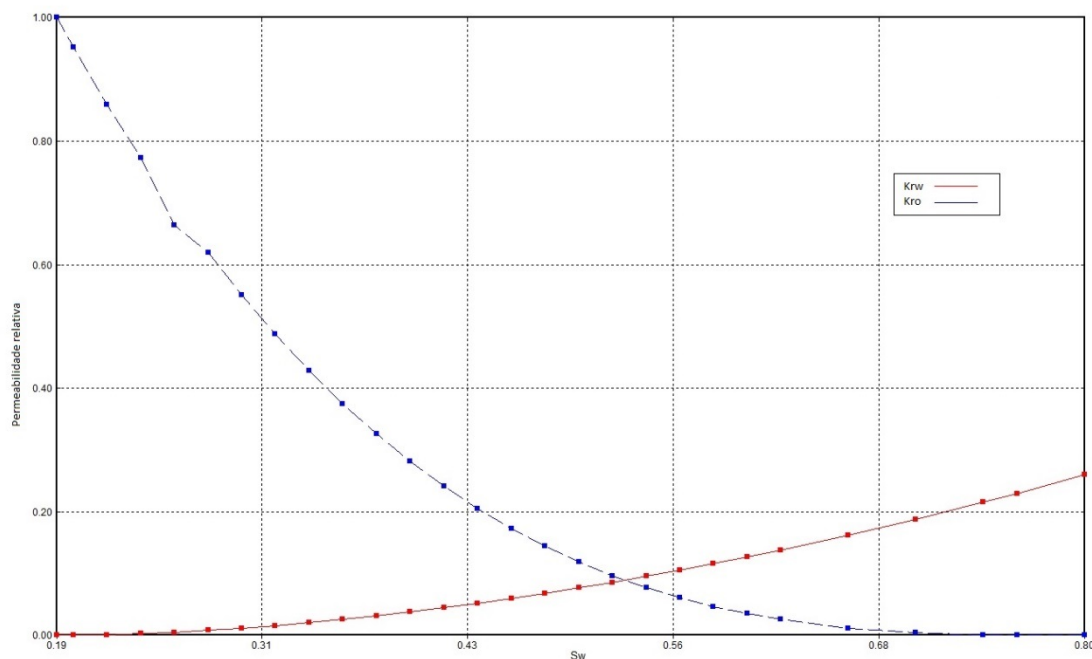


Figura 9. Permeabilidade relativa à água e óleo do modelo template de reservatório STARS Fluid Model Template #67

Fonte: Autor (2020)

5.2 Cenário econômico

O cenário econômico utilizado neste trabalho é uma adaptação do cenário econômico provável de (GARCIA VILLA, 2019). O preço do óleo, os custos de injeção de água, produção de água e injeção de polímeros, surfactantes e solução ASP assim como taxa de desconto anual e fator de conversão são dados na Tabela 4.

Tabela 4. Cenário econômico para cálculo do VPL

Constantes	Valor
$P_{\text{óleo}}[\text{USD/bbl}]$	45
$C_{\text{ia}}[\text{USD/bbl}]$	1
$C_{\text{pa}}[\text{USD/bbl}]$	1
$C_s[\text{USD/kg}]$	2.2

C_p [USD/kg]	1
i [%]	10
F	6.289810

Fonte: Adaptado de Garcia (2019)

5.3 Parâmetros dos poços

Os dados para o poço produtor e injetor antes da otimização são detalhados nas Tabelas 5 e 6. Os valores foram adaptados da literatura para os valores iniciais e serão otimizados para cada método de recuperação.

Tabela 5. Restrições iniciais para o poço produtor

Poço produtor		
Parâmetro	Valor	Variação para otimização
<i>BHP</i> [KPa]	Mín. 41.5	40 – 60
<i>Water – cut</i> [%]	<i>Shut-in</i> 99	95 - 100

Fonte: Autor (2020)

Tabela 6. Restrições iniciais para o poço injetor

Poço injetor		
Parâmetro	Valor	Variação para otimização
<i>BHP</i> [KPa]	Mín. 40	30 – 50
<i>STW</i> [m ³ /dia]	Máx. 0.00039	0.00008 - 0.00039
<i>Polímeros</i> [Fração Molar]	0.00000272503847	0 - 0.000003750
<i>Surfactantes</i> [Fração Molar]	0.0008	0 - 0.001

Fonte: Autor (2020)

No *template* estão inseridos cinco eventos para o poço injetor. O primeiro é o início da injeção de água e também início das simulações datado de 01/01/1901 00 :00. Na Tabela 7 estão as frações molares da água injetada sem adição de polímeros e surfactantes retiradas do próprio *template*.

Tabela 7. Fração molar dos componentes da água injetada da simulação.

Componentes	Fração Molar
Água	0.9961633
Surfactante	0
Polímero	0
Cálcio	0.0000243
Mg	0.0000270
CO₃	0.000846
Na	0.0018774
Cloreto	0.001062

Fonte: Autor (2020)

Nas simulações, as frações molares para os componentes da água não foram otimizadas, somente a fração molar de polímeros e surfactantes quando inseridos. Os demais eventos do poço injetor estão descritos na Tabela 8.

Tabela 8. Restrições iniciais para o poço injetor

Tempo	Data	Evento
0	01/01/1901 00:00	Início da simulação
1	01/01/1901 12:00	Re-injeção da água com diferentes frações molares para os componentes da água tratada.
2	01/01/1901 16:00	Início da injeção de surfactante ou polímeros, dado o caso sendo estudado.
3	02/01/1901 00:00	Re-injeção de surfactante ou polímeros, dado o caso sendo estudado.
4	03/01/1901 00:00	Re-injeção da água com diferentes frações molares para os componentes da água tratada.

Fonte: Autor (2020)

6 RESULTADOS

6.1 Injeção de água

Na Figura 10 é possível observar que ocorre o corte da produção de óleo antes da metade do fim da simulação e também que quase todo óleo que a injeção de água consegue varrer é produzido nos momentos iniciais.

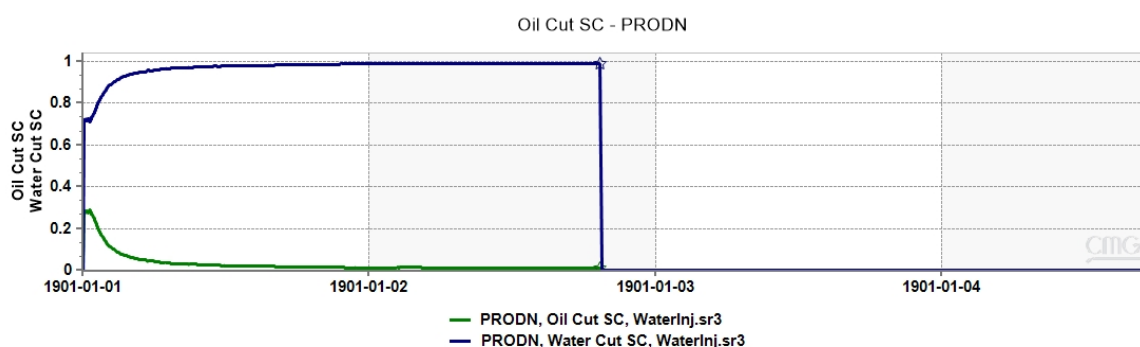


Figura 10. Gráfico de corte óleo x corte de água para injeção convencional de água

Fonte: Autor (2020)

Na Figura 11 está representada a comparação do corte de óleo e água antes e depois da otimização, onde em tracejado têm-se o gráfico antes e em contínuo após a otimização. Percebe-se que após a otimização que o óleo passa a ser produzido por um período mais longo.

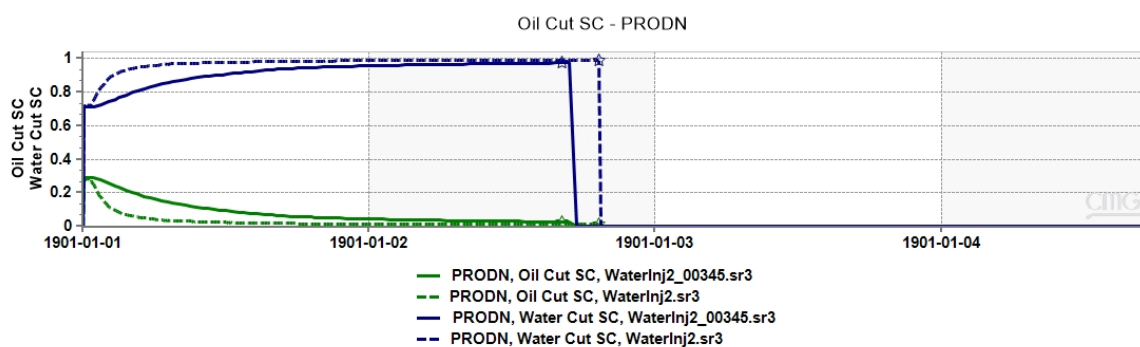


Figura 11. Gráfico de corte óleo x corte de água para injeção convencional de água antes e depois da otimização

Fonte: Autor (2020)

Ainda, uma comparação da produção de óleo na Figura 12.

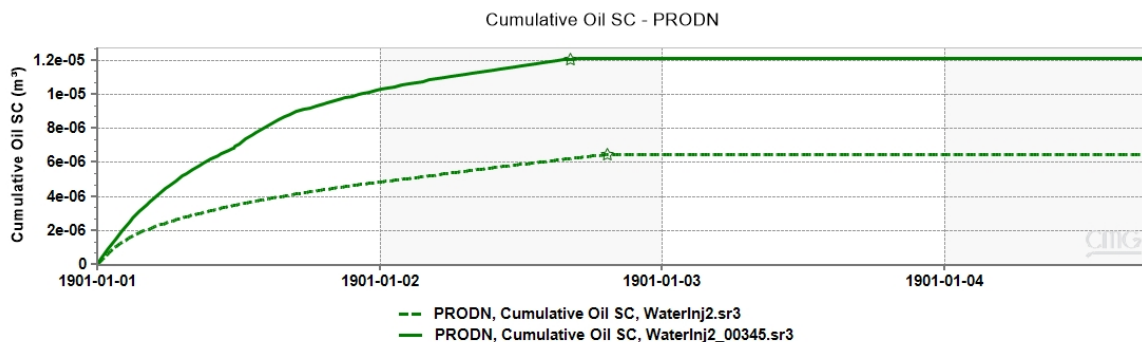


Figura 12. Gráfico de produção de óleo acumulado para injeção convencional de água antes e depois da otimização

Fonte: Autor (2020)

Para o VPL, obteve-se o valor de $\$726.36 \times 10^{-6}$ dólares dada Figura 13 e os valores otimizados das restrições iniciais são dados nas Tabelas 9 e 10. A simulação foi parada após 350 soluções.

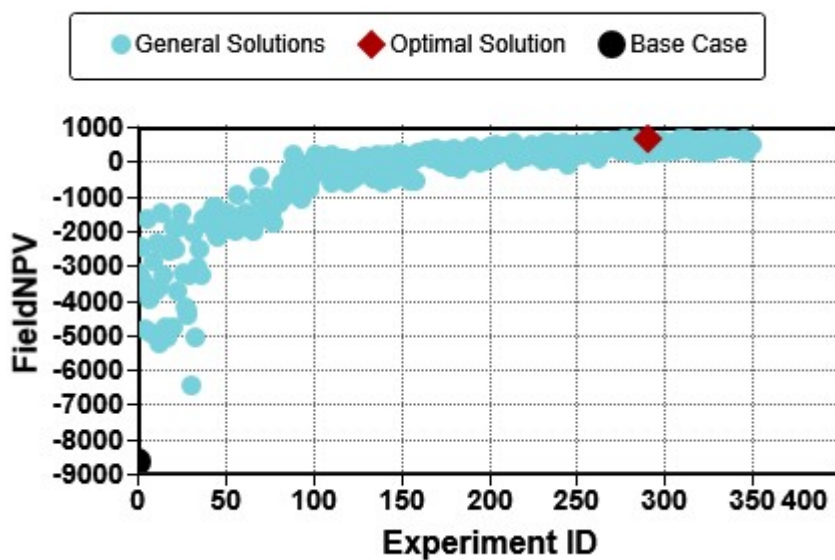


Figura 13. Simulações feitas para cálculo do VPL para injeção convencional de água

Fonte: Autor (2020)

Tabela 9. Restrições otimizadas para o poço produtor na injeção convencional de água

Poço produtor	
Parâmetro	Valor
<i>BHP</i> [KPa]	57
<i>Water – cut</i> [%]	97.94

Fonte: Autor (2020)

Tabela 10. Restrições otimizadas para o poço injetor na injeção convencional de água

Poço injetor	
Parâmetro	Valor
<i>BHP 0</i> [KPa]	37.8
<i>BHP 1</i> [KPa]	50
<i>BHP 2</i> [KPa]	39.1
<i>BHP 3</i> [KPa]	45.2
<i>BHP 4</i> [KPa]	42
<i>STW 0</i> [m³/dia]	0.00008
<i>STW 1</i> [m³/dia]	0.000130225
<i>STW 2</i> [m³/dia]	0.00008
<i>STW 3</i> [m³/dia]	0.00008
<i>STW 4</i> [m³/dia]	0.00008

Fonte: Autor (2020)

Com o resultado da otimização das restrições de operação percebe-se que para a injeção de água o caso ótimo é aquele no qual a vazão de líquidos injetados foi a menor possível. Isso já era esperado dada a Figura 10, onde a produção de óleo chega no seu limite muito no começo da produção. Isso se dá principalmente pela ineficiência da água injetada de deslocar grande parte do óleo residual, comprovado ainda mais pelo fato de que mesmo após a otimização, a produção de óleo acumulada chega também ao limite.

Pode-se observar também nas Figuras 14 e 15 que o caso onde o VPL foi otimizado é aquele onde o lucro líquido do óleo menos as despesas de água se equilibram, ao invés do caso onde o lucro bruto do óleo é maximizado.

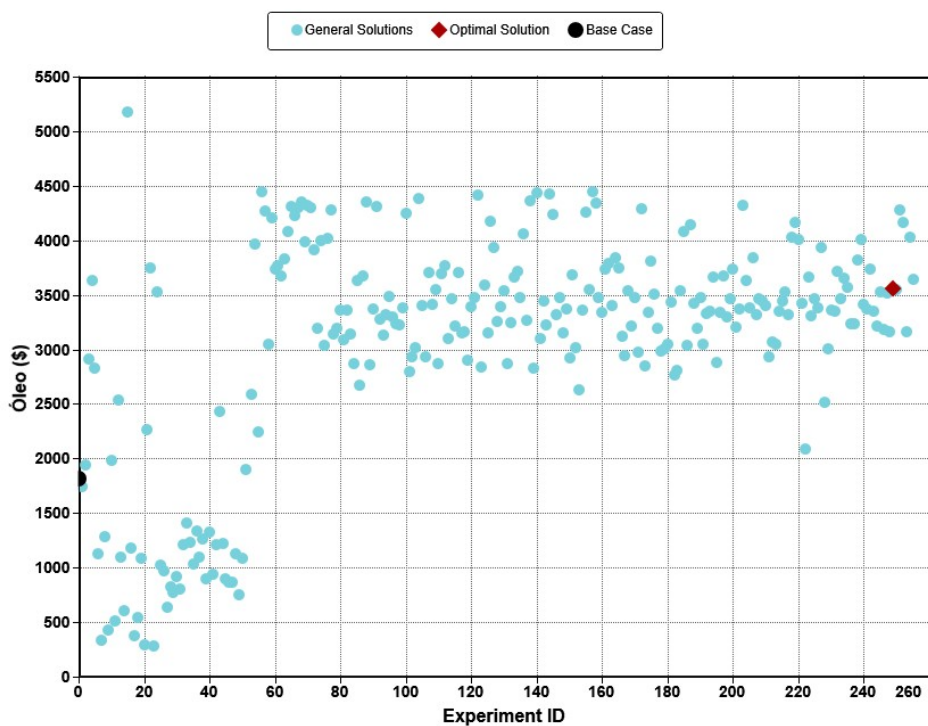


Figura 14. Lucro bruto do óleo produzido para injeção convencional de água.

Fonte: Autor (2020)

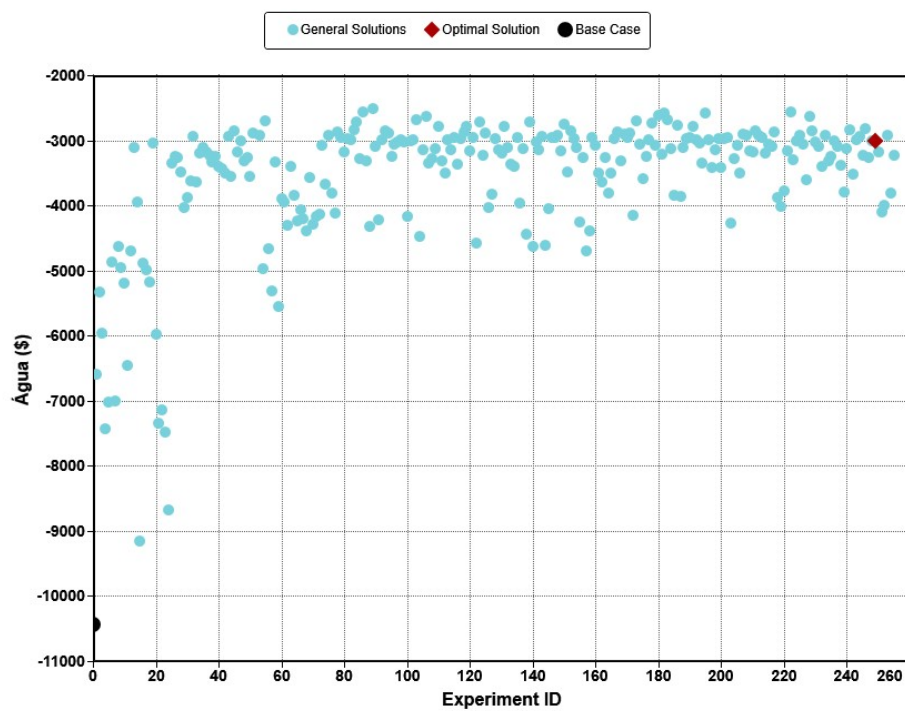


Figura 15. Custo bruto da água produzida e injetada para injeção convencional de água.

Fonte: Autor (2020)

6.2 Injeção de polímeros

Na Figura 16 têm-se os valores de corte de água e óleo para o caso base. É possível ver que quando ocorre a injeção de polímeros há um aumento na recuperação de óleo, entretanto logo após a injeção chega-se no corte de água de 99% e encerramento do poço produtor.

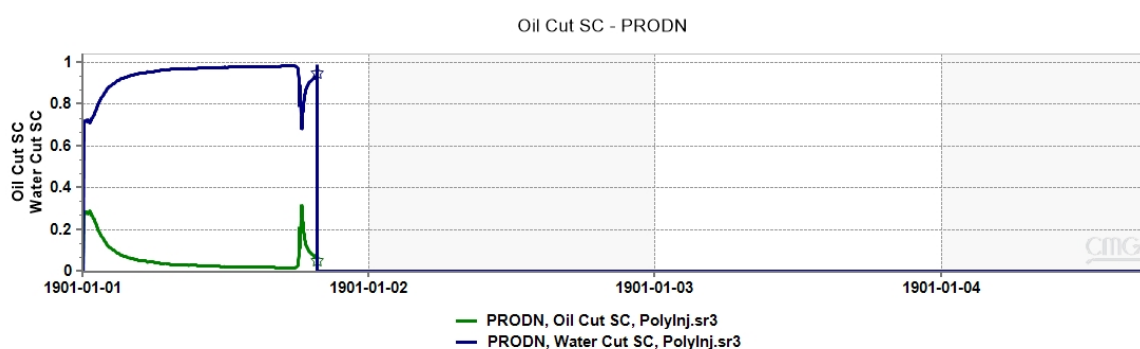


Figura 16. Gráfico de corte de água x corte de óleo para injeção de polímeros.

Fonte: Autor (2020)

A injeção de polímeros começou às 16:00 do primeiro dia e houve uma segunda injeção 00:00 do segundo dia. A variação da fração molar da injeção de polímeros poderia ser zero em ambos eventos caso a injeção não fosse necessária, porém a situação ótima foi aquela onde houve injeção de polímeros nas duas datas.

Na Figura 17 está representada a comparação do corte de óleo e água antes e depois da otimização, onde em tracejado têm-se o gráfico antes e em contínuo após a otimização. É possível analisar que após a otimização está mais explícito como a injeção de polímeros afeta a produção de óleo.

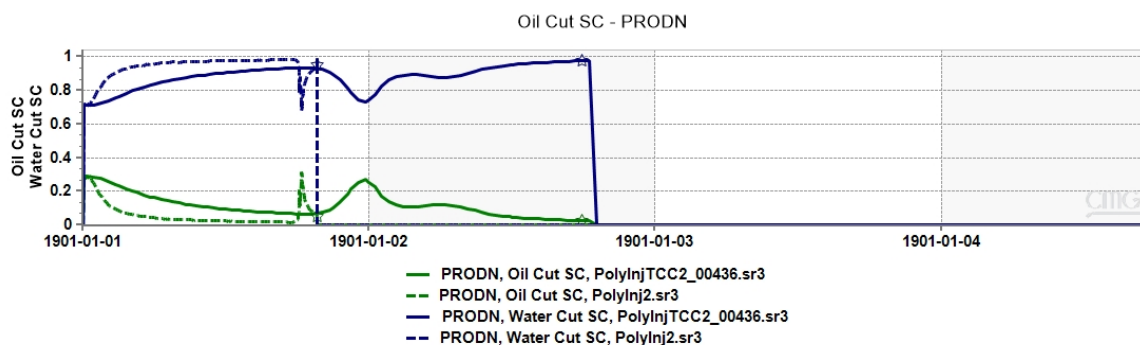


Figura 17. Gráfico de corte de água x corte de óleo para injeção de polímeros antes e depois da otimização.

Fonte: Autor (2020)

Ainda, uma comparação da produção de óleo na Figura 18.

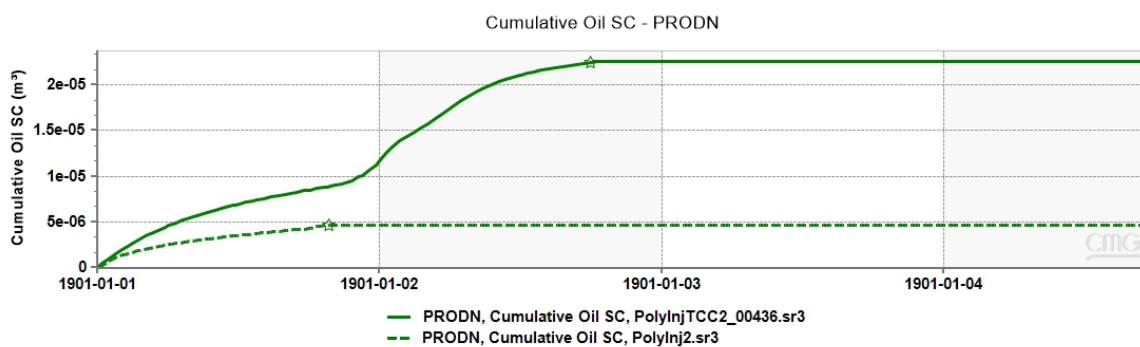


Figura 18. Gráfico de produção de óleo acumulado para injeção de polímeros antes e depois da otimização.

Fonte: Autor (2020)

Para o VPL obteve-se o valor de $\$2726,23 \times 10^{-6}$ dólares dada a Figura 19 e as restrições otimizadas nas Tabelas 11 e 12.

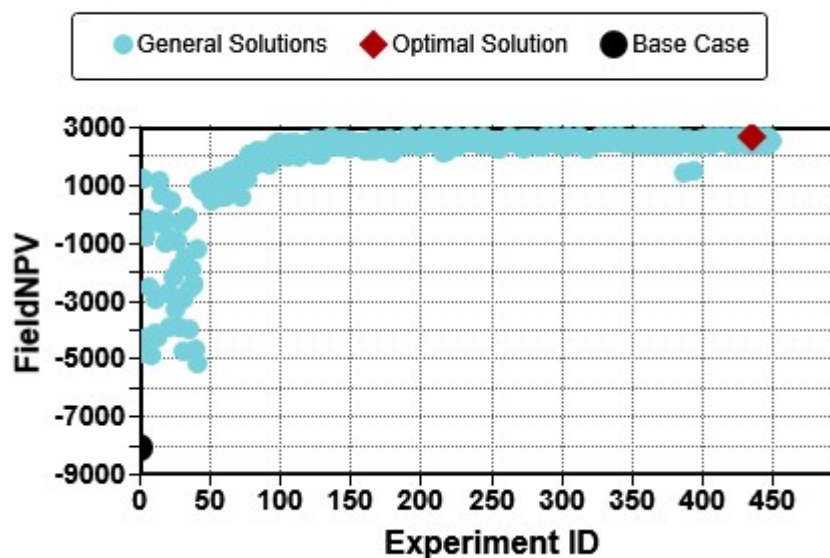


Figura 19. Simulações feitas para cálculo do VPL para injeção de polímeros.

Fonte: Autor (2020)

Tabela 11. Restrições otimizadas para o poço produtor na injeção de polímeros

Poço produtor	
Parâmetro	Valor
<i>BHP</i> [KPa]	51.875
<i>Water – cut</i> [%]	100

Fonte: Autor (2020)

Tabela 12. Restrições otimizadas para o poço injetor na injeção de polímeros

Poço injetor	
Parâmetro	Valor
<i>BHP</i> 0 [KPa]	36.2
<i>BHP</i> 1 [KPa]	36.4
<i>BHP</i> 2 [KPa]	38.7
<i>BHP</i> 3 [KPa]	49.2
<i>BHP</i> 4 [KPa]	41.5
<i>STW</i> 0 [m ³ /dia]	0.00008
<i>STW</i> 1 [m ³ /dia]	0.00008

<i>STW 2 [m³/dia]</i>	0.00008
<i>STW 3 [m³/dia]</i>	0.000178
<i>STW 4 [m³/dia]</i>	0.00008
<i>Injeção de polímeros em 1 [Fração Molar]</i>	0.000002092
<i>Injeção de polímeros em 2[Fração Molar]</i>	0.000001113

Fonte: Autor (2020)

Pode-se observar também nas Figuras 20, 21 e 22 o lucro bruto para a produção de óleo, os custos brutos de injeção e produção de água e de injeção de polímeros. É possível verificar que houve um grande aumento no lucro líquido do óleo em comparação ao aumento dos custos de injeção e produção de água e da injeção de polímeros.

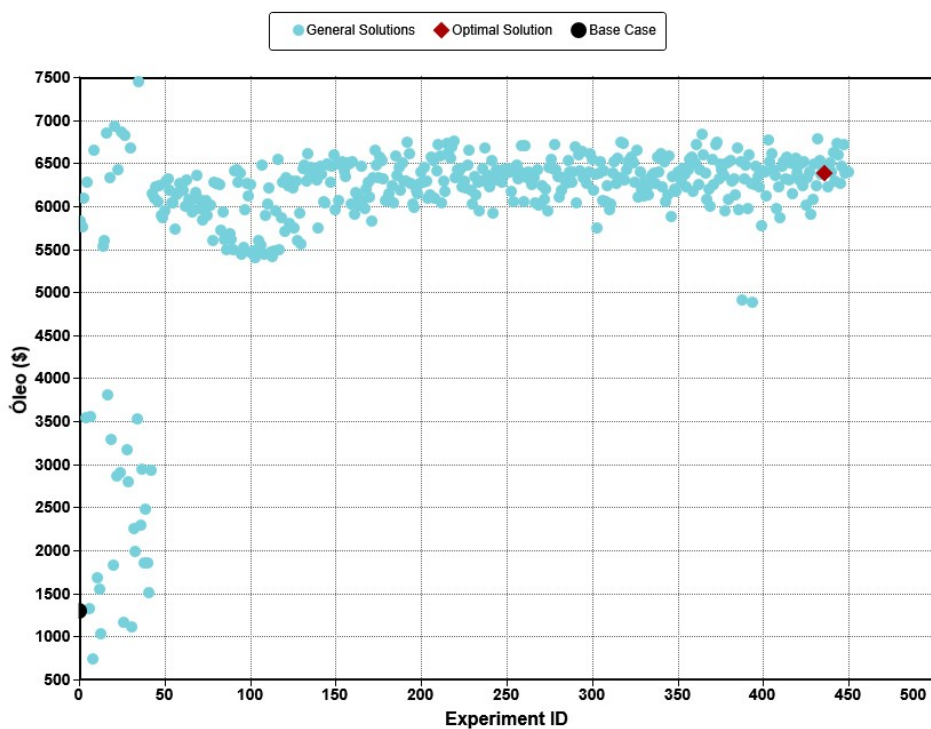


Figura 20. Lucro bruto do óleo produzido para injeção de polímeros

Fonte: Autor (2020)

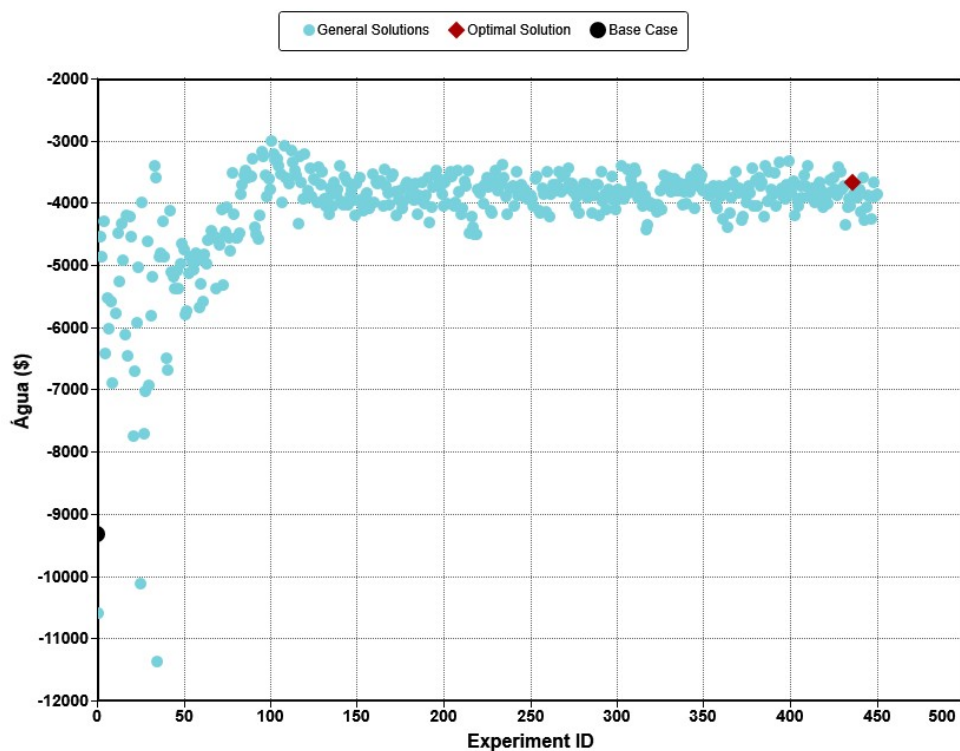


Figura 21. Despesa bruta da água produzida e injetada para injeção de polímeros

Fonte: Autor (2020)

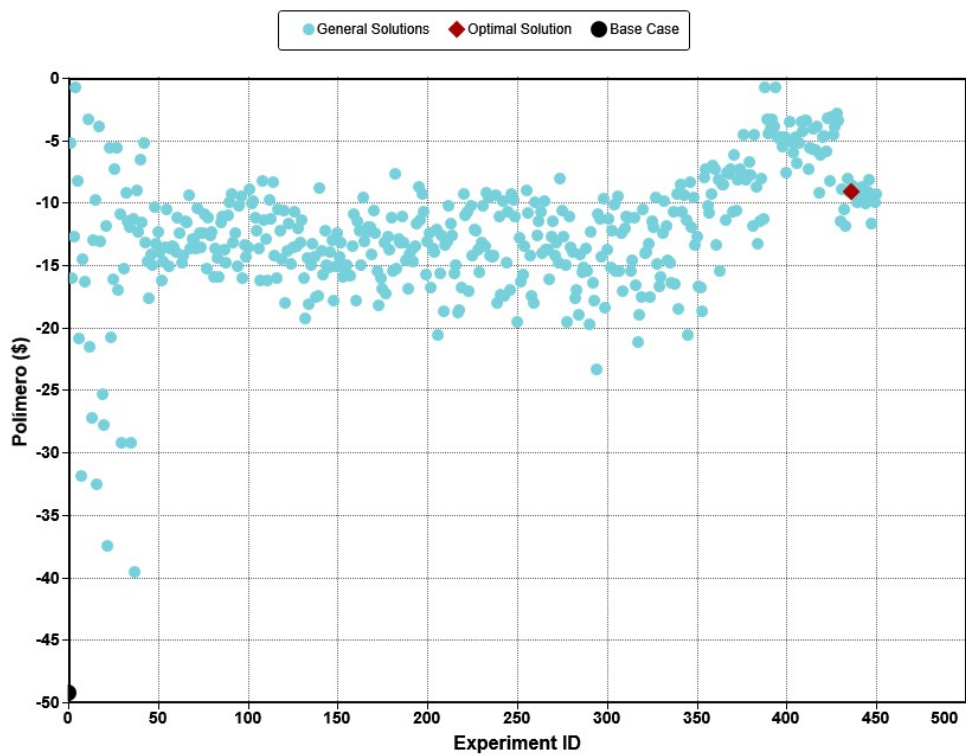


Figura 22. Despesa bruta do polímero injetado para injeção de polímeros.

Fonte: Autor (2020)

6.3 Injeção de surfactantes

Na Figura 23 têm-se os valores de corte de água e óleo para o caso base. Para a injeção de surfactantes não aparenta existir uma grande diferença em comparação à injeção convencional de água.

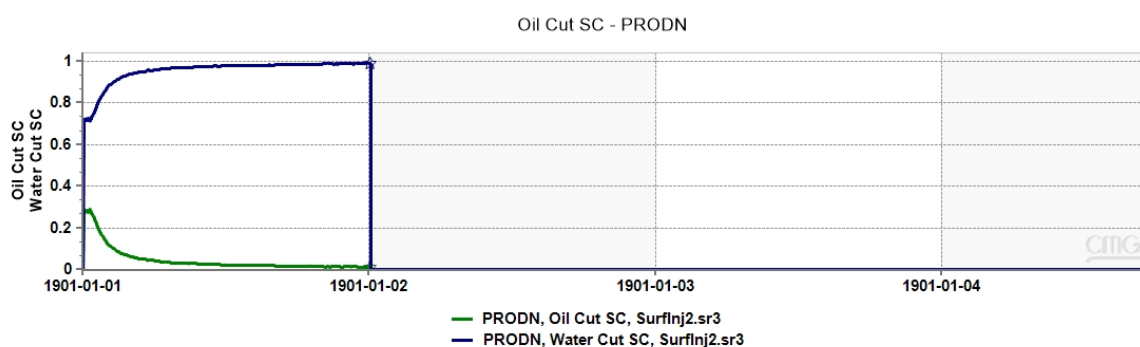


Figura 23. Gráfico de corte de óleo x corte de água para injeção de surfactantes.

Fonte: Autor (2020)

As injeções de surfactantes ocorreram do mesmo modo que a injeção de polímeros e na Figura 24 está representado o gráfico do corte de óleo x o corte de água antes e depois da otimização.

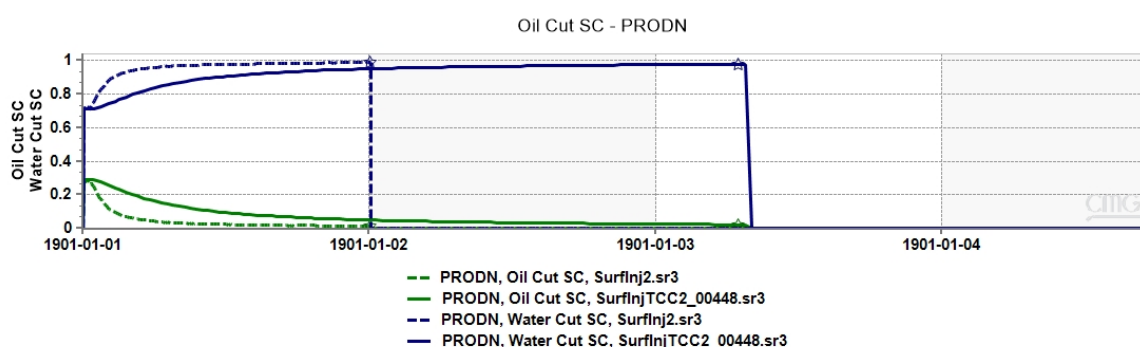


Figura 24. Gráfico de corte de óleo x corte de água para injeção de surfactantes.

Fonte: Autor (2020)

Ainda, uma comparação da produção de óleo na Figura 25.

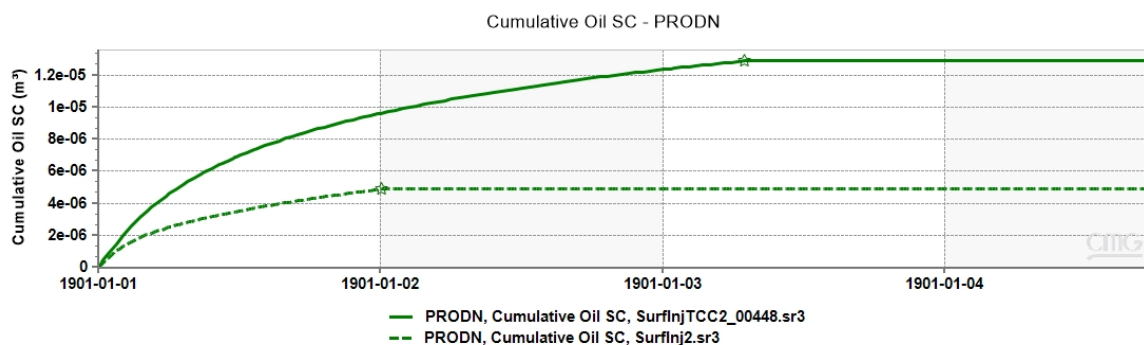


Figura 25. Gráfico de corte de óleo x corte de água para injeção de surfactantes.

Fonte: Autor (2020)

Para o VPL a injeção de surfactantes obteve o valor de $\$761.94 \times 10^{-6}$ dólares dado na Figura 26 e as restrições otimizadas nas Tabelas 13 e 14.

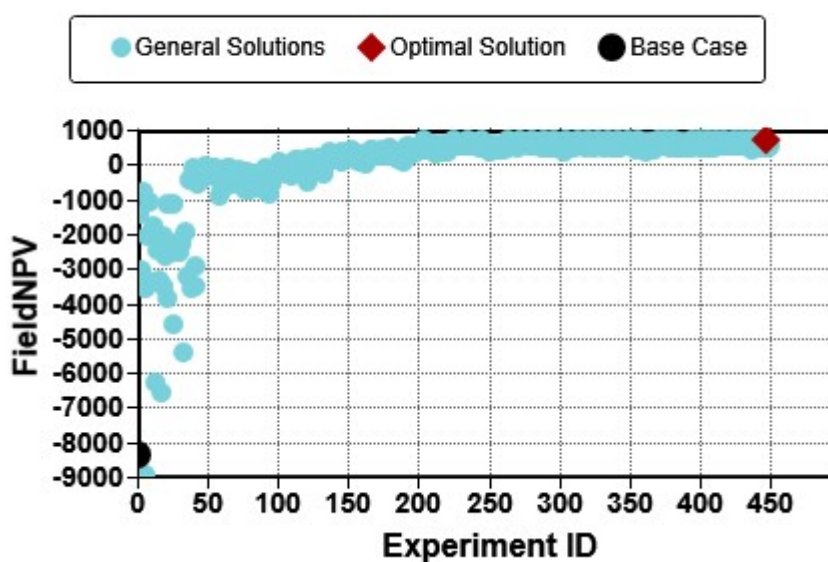


Figura 26. Simulações feitas para cálculo do VPL para injeção de surfactantes.

Fonte: Autor (2020)

Tabela 13. Restrições otimizadas para o poço produtor na injeção de surfactantes

Poço produtor	
Parâmetro	Valor
<i>BHP</i> [KPa]	56.4
<i>Water – cut</i> [%]	97.9

Fonte: Autor (2020)

Tabela 14. Restrições otimizadas para o poço injetor na injeção de surfactantes

Poço injetor	
Parâmetro	Valor
<i>BHP 0 [KPa]</i>	39
<i>BHP 1 [KPa]</i>	33.6
<i>BHP 2 [KPa]</i>	43.2
<i>BHP 3 [KPa]</i>	45.4
<i>BHP 4 [KPa]</i>	33.6
<i>STW 0 [m³/dia]</i>	0.00008
<i>STW 1 [m³/dia]</i>	0.00008
<i>STW 2 [m³/dia]</i>	0.00008
<i>STW 3 [m³/dia]</i>	0.00008
<i>STW 4 [m³/dia]</i>	0.00008
<i>Injeção de surfactantes em 1 [Fração Molar]</i>	0.000455
<i>Injeção de surfactantes em 2 [Fração Molar]</i>	0.00076

Fonte: Autor (2020)

Pode-se observar também nas Figuras 27, 28 e 29 os VPLs para a produção de óleo, custos de injeção e produção de água e custos de injeção de surfactantes. O VPL obtido para este caso é muito semelhante ao VPL da injeção convencional de óleo.

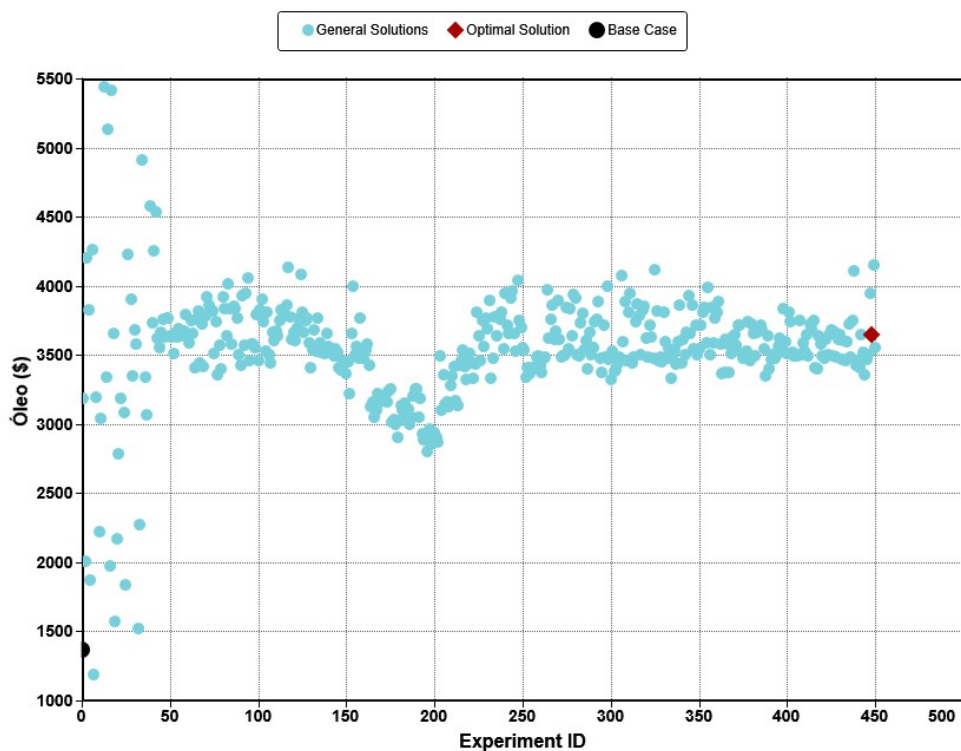


Figura 27. Lucro bruto do óleo produzido para injeção de surfactantes.

Fonte: Autor (2020)

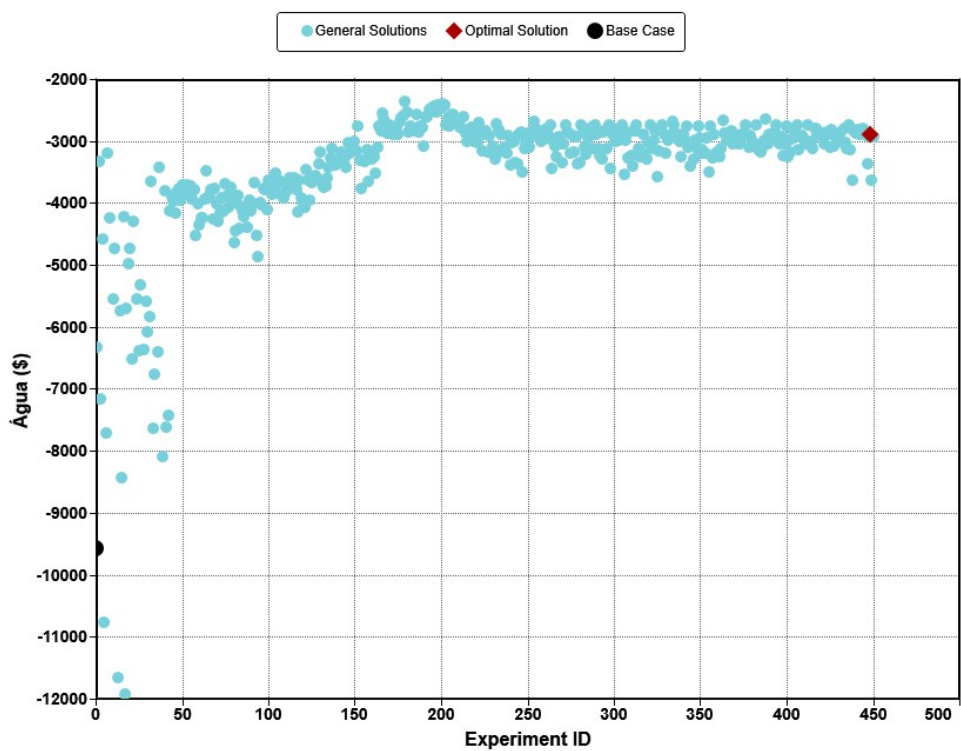


Figura 28. Despesa bruta da água injetada e produzida para injeção de surfactantes.

Fonte: Autor (2020)

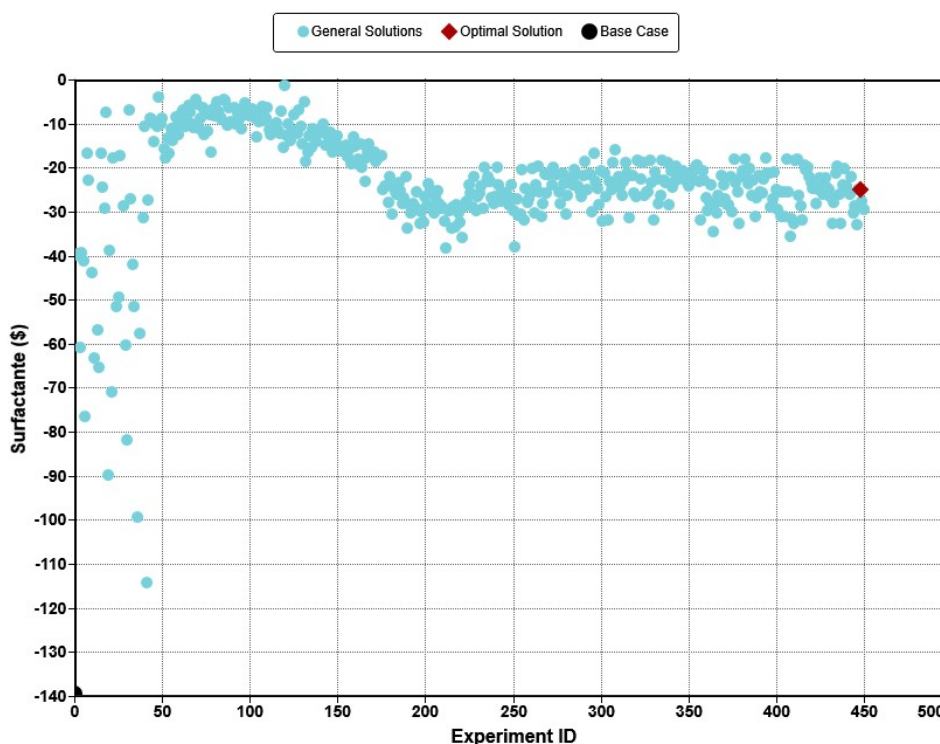


Figura 29. Despesa bruta do surfactante injetado para injeção de surfactantes.

Fonte: Autor (2020)

6.4 Injeção de solução ASP

Na Figura 30 têm-se os valores de corte de água e óleo para o caso base de injeção de solução ASP.

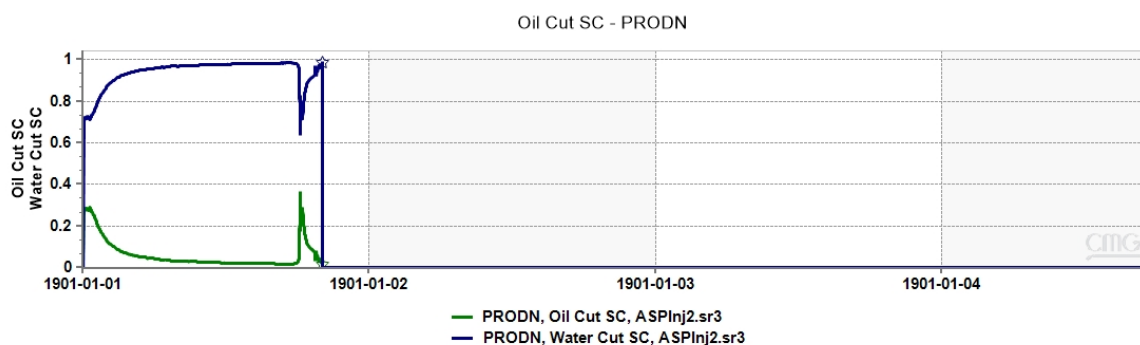


Figura 30. Gráfico de corte de água x corte de óleo para injeção de solução ASP.

Fonte: Autor (2020)

Os resultados para este caso após a otimização foram muito próximos da injeção de polímeros. A injeção ocorreu com os valores de surfactantes e polímeros

injetados sendo otimizados para as mesmas datas. Na Figura 31 têm-se a comparação do corte de água x corte de óleo antes de depois da otimização.

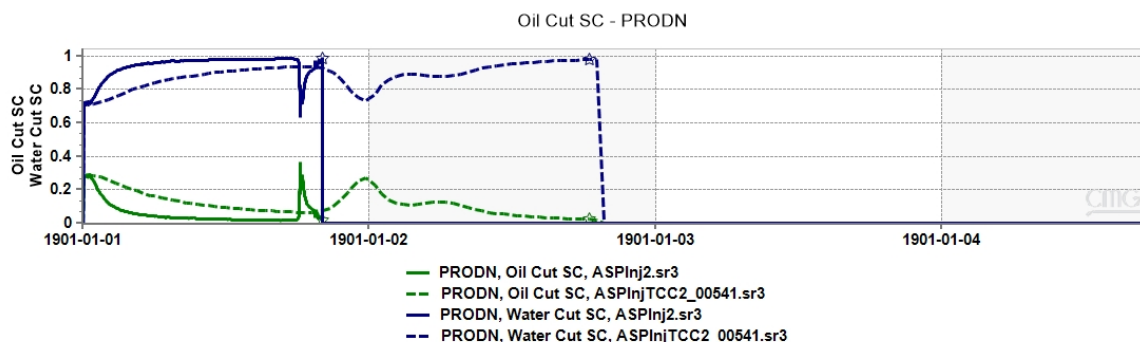


Figura 31. Gráfico de corte de água x corte de óleo para injeção de solução ASP.

Fonte: Autor (2020)

Ainda, uma comparação da produção de óleo na Figura 32.

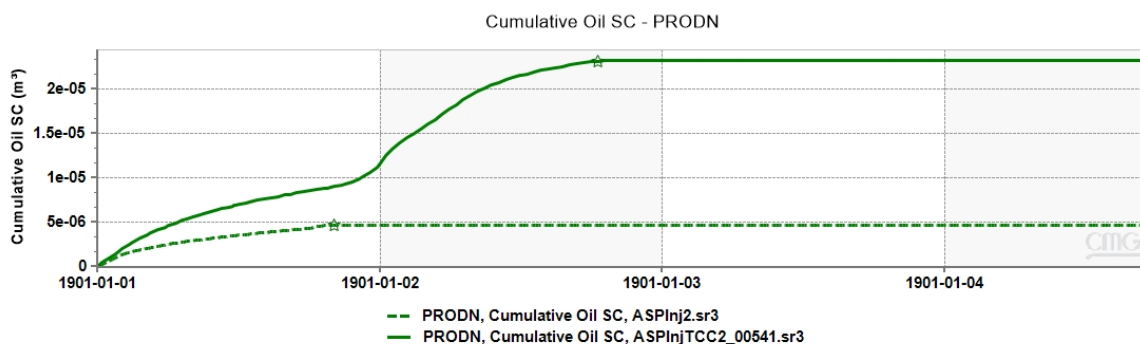


Figura 32. Gráfico de corte de água x corte de óleo para injeção de solução ASP.

Fonte: Autor (2020)

Para o VPL a injeção de solução ASP obteve o valor de \$2784.66 USD, dada pela Figura 33 e as restrições otimizadas nas Tabelas 15 e 16.

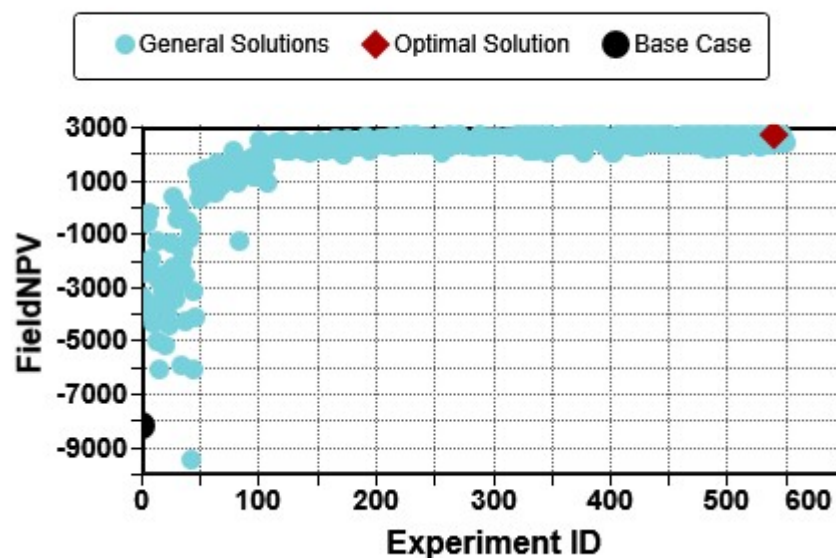


Figura 33. Simulações feitas para cálculo do VPL para injeção de solução ASP.

Fonte: Autor (2020)

Tabela 15. Restrições otimizadas para o poço produtor na injeção de solução ASP.

Poço produtor	
Parâmetro	Valor
<i>BHP</i> [KPa]	51.875
<i>Water – cut</i> [%]	97.68

Fonte: Autor (2020)

Tabela 16. Restrições otimizadas para o poço injetor na injeção de solução ASP.

Poço injetor	
Parâmetro	Valor
<i>BHP</i> 0 [KPa]	40
<i>BHP</i> 1 [KPa]	33.2
<i>BHP</i> 2 [KPa]	41.1
<i>BHP</i> 3 [KPa]	31.4
<i>BHP</i> 4 [KPa]	41.9
<i>STW</i> 0 [m ³ /dia]	0.00008
<i>STW</i> 1 [m ³ /dia]	0.00008
<i>STW</i> 2 [m ³ /dia]	0.00008
<i>STW</i> 3 [m ³ /dia]	0.0001823

STW 4 [m³/dia]	0.00008
<i>Injeção de polímeros em 1 [Fração Molar]</i>	0.000020588
<i>Injeção de polímeros em 2 [Fração Molar]</i>	0.000013668
<i>Injeção de surfactantes em 1 [Fração Molar]</i>	0.00089
<i>Injeção de surfactantes em 2 [Fração Molar]</i>	0.001

Fonte: Autor (2020)

6.5 Discussão dos resultados

Primeiramente comparando os VPLs para todos os casos de recuperação apresentada na Tabela 17, verifica-se que a injeção de solução ASP obteve resultados maiores, mas próximos da injeção de polímeros, enquanto a injeção de surfactantes obteve um resultado muito abaixo que os demais métodos de recuperação avançada, mas muito próximo da injeção convencional de água.

Tabela 17. Comparação do VPL dos métodos de recuperação do estudo

Comparação VPL	
Varivável	Valor
<i>Injeção convencional de água [USD]</i>	$\$726,36 \times 10^{-6}$
<i>Injeção de polímeros [USD]</i>	$\$2726,23 \times 10^{-6}$
<i>Injeção de surfactantes [USD]</i>	$\$761,94 \times 10^{-6}$
<i>Injeção de solução ASP [USD]</i>	$\$2784,66 \times 10^{-6}$

Fonte: Autor (2020)

Comparando ainda a produção de óleo cumulativa, injeção e produção de água cumulativo e corte de óleo nas Figuras 34, 35, 36 e 37 verifica-se que ocorreu o mesmo resultado. É possível verificar também na Figura 35 que não houve encerramento do poço injetor para injeção de fluídos entretanto a partir do shut-in nos quatro casos a injeção foi contínua e as retas são paralelas não houve uma alteração visível na comparação do VPL.

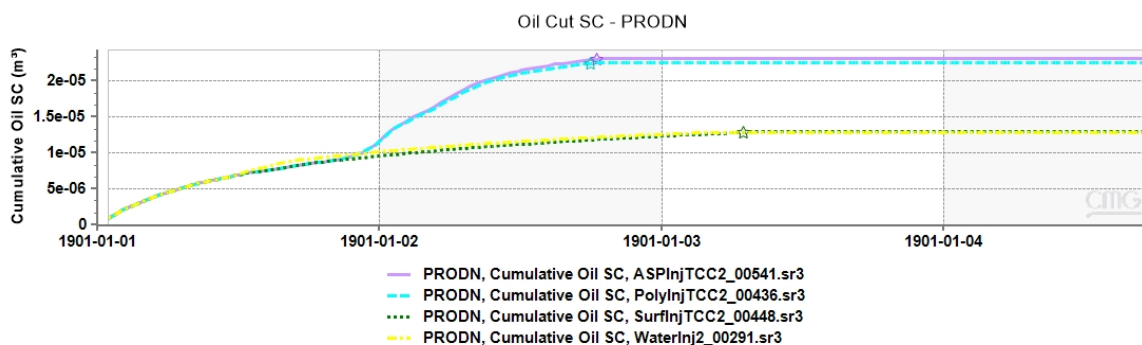


Figura 34. Gráfico de comparação da produção de óleo cumulativa para os métodos de recuperação estudados.

Fonte: Autor (2020)

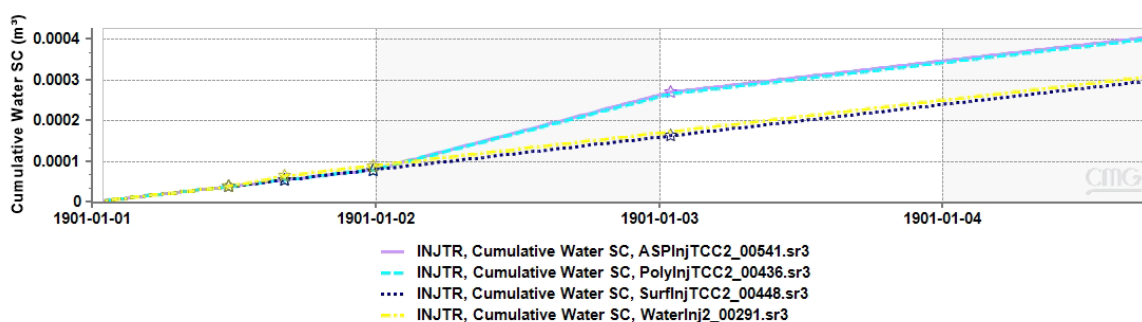


Figura 35. Gráfico de comparação da injeção de água cumulativa para os métodos de recuperação estudados.

Fonte: Autor (2020)

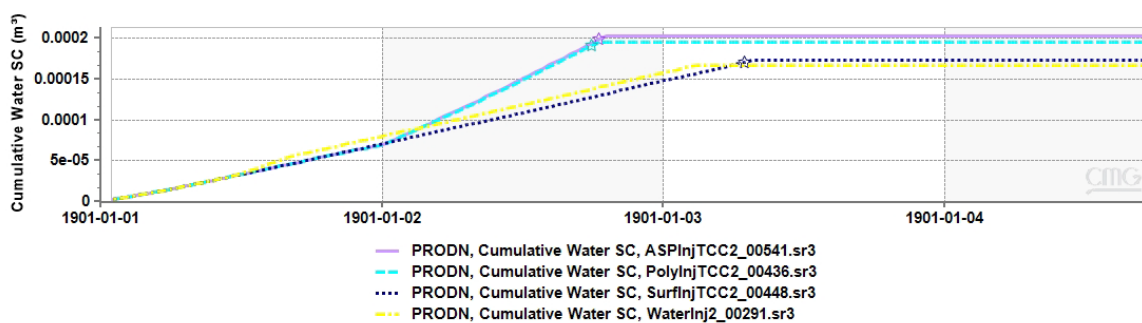


Figura 36. Gráfico de comparação da produção de água cumulativa para os métodos de recuperação estudados.

Fonte: Autor (2020)

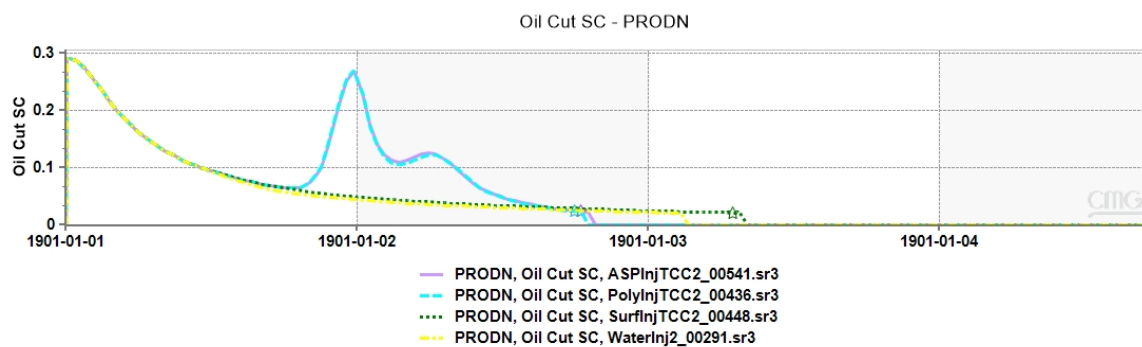


Figura 37. Gráfico de comparação do corte de óleo para os métodos de recuperação estudados.

Fonte: Autor (2020)

7 CONCLUSÃO

O melhor VPL encontrado foi para a recuperação avançada de injeção de solução ASP, enquanto a injeção de polímeros esteve muito próxima do mesmo VPL. A injeção de surfactantes não obteve um VPL muito maior que a injeção convencional de água.

Grande parte do óleo residual que não foi produzido pela injeção de água foi produzido pela adição de polímeros à solução. Já a adição de surfactantes não aumentou muito além do óleo produzido pela injeção de água, mas prolongou o corte de óleo em pouco tempo. A ineficiência da adição de surfactantes pode ser justificada pelo tamanho do grid de dimensões 80x1x1, pelas simulações durarem pouco tempo, pela alta permeabilidade e principalmente pelo reservatório ser molhado à água.

Vale destacar ainda a importância do uso do software CMOST para otimização do VPL. Todos os casos bases simulados no software STARS estavam com um VPL negativo e após a otimização passaram a ter um VPL positivo.

7.1 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros deve-se utilizar a mesma metodologia empregada neste trabalho para um modelo de reservatório que e aproxime mais de uma situação real, com uma configuração de poço mais complexa e utilizando ainda diversos cenários econômicos para criar-se uma estratégia de produção.

8 REFERÊNCIAS

ADASANI, A. A.; BAI, B. Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria. **SPE Journal**, v. 79, n. 1-2, p. 10-24, Outubro 2011.

AKBAR, M. et al. A Snapshot of Carbonate Reservoir Evaluation. **Oilfield Review**, Dezembro 2000. 20-41.

AL-BAHAR, M. A. et al. **Evaluation of IOR Potential within Kuwait**. Abu Dhabi International Conference and Exhibition. Abu Dhabi, United Arab Emirates: Society of Petroleum Engineers. 2004.

BOTECHIA, V. E. **Análise de decisão aplicada à injeção de polímeros no desenvolvimento de um campo de óleo pesado**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 224. 2016.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. 1 Víde. CMG Webinar: ASP: Metodología para su aplicación al alcance de todos, 2017. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=qzHCThChIzI&list=PLrK-CCCkqviiWjByIkRr-jyVRjYVJR2Ss&index=13>>. Acesso em: 01 Novembro 2020.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. 1 Vídeo. CMG Webinar: Optimized Polymer Injection through Modelling: from Lab to Field, 2017. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=E_7k1HPjf7w>. Acesso em: 15 Outubro 2020.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. 1 Vídeo. Methodology to Select the Optimum Polymer Injection Strategy – Lab to Field Study (CMG Tutorial), 25 Maio 2017. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=E_7k1HPjf7w>. Acesso em: 15 Outubro 2020.

CORREIA, M. et al. **UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir**. SPE Latin American And Caribbean Petroleum Engineering. Quito, Equador: [s.n.]. 2015. p. 1-21.

DISCKSON, J. L.; DIOS, A. L.; WYLIE, P. L. **Development of Improved Hydrocarbon Recovery Screening Methodologies**. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma: Society of Petroleum Engineers. 2010. p. 24-28.

DRUETTA, P.; PICCHIONI, F. Surfactant flooding: The influence of the physical properties on the recovery efficiency. **Pretroleum**, v. 6, n. 2, p. 149-162, Junho 2020.

DRUETTA, P.; RAFFA, P.; PICCHIONI, P. Chemical enhanced oil recovery and the role of chemical product design. **Applied Energy**, 15 Outubro 2019. v. 252.

FABUSUYI, J. O. **Compositional fluid flow simulation with Water Alternating Gas Injection optimization on the upscaled synthetic reservoir CERENA-I**. Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa. Lisboa, p. 74. 2015.

FIROZJAIL, A. M.; MORADI, S. Sensitivity Analysis and Optimization of the Effective parameters on ASP Flooding Compared to Polymers Flooding Using CMG-STARs. **Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology**, Abadan, Iran, v. 9, n. 1, Janeiro 2018.

GARCIA VILLA, J. S. **Optimization and comparison between polymer, surfactant-polymer and water flooding recoveries in a pre-salt carbonate reservoir considering uncertainties**. Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 139. 2019.

GASPAR, A. T. E. A. **Study Case for Reservoir Exploitation Strategy Selection based on UNISIM-I Field**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 13. 2015.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced Oil Recovery**. 4^a. ed. Richardson, Texas: SPE Textbook Series, v. 6, 1998.

KNOBLOCH, L. O. et al. Qualitative and Quantitative Evaluation of Permeability Changes during EOR Polymer Flooding Using Micromodels. **World Journal of Engineering and Technology**, v. 6, p. 332-349, Maio 2018. ISSN 2331-4222/2331-4249.

MADEIRA, P. T. **Compositional fluid flow simulation with 4D seismic monitoring on a reservoir with a large content of CO₂**. Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa. Lisboa, p. 71. 2014.

MALINOUSKAYA, I. et al. Modelization of surfactant flooding: Methodology for determining the interfacial tension function of surfactant concentration and salinity. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 195, Setembro 2020. ISSN 0920-4105.

MANRIQUE, E.; AHMADI, M.; SAMANI, S. Historical and recent observations in polymer floods: An update review. **CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro**, v. 6, n. 5, p. 17-48, Maio 2017.

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

MELO, M. A. et al. **Evaluation of Polymer-Injection Projects in Brazil**. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering. Rio de Janeiro, Brazil: Society of Petroleum Engineers. 2005. p. 20-23.

MUGGERIDGE, A. et al. Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. **Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical and engineering sciences.**, 13 Janeiro 2014. v. 372.

MUNISTERI, I.; KOTENEV, M. Mature Oil Fields: Preventing Decline. **SPE Forum**, v. 9, p. 9-17, Novembro 2013.

NEGIN, C.; ALI, S.; XIE, Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. **Petroleum**, Kensington, v. 3, p. 197-211, Maio 2017.

PEI, H. et al. Experimental study of nanoparticle and surfactant stabilized emulsion flooding to enhance heavy oil recovery. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Qingdao, v. 163, p. 476-483, Março 2018.

ROSA, A. J.; XAVIER, J. A. D.; CARVALHO, R. S. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. 1ª. ed. [S.l.]: Interciência, 2006.

SANABRIA, B.; CAMILO, F. **Avaliação da injeção de surfactantes como método de recuperação avançada em reservatórios de arenito**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 104. 2013.

SCHLUMBERGER. Schlumberger Resource Library, 2016. Disponível em: <<https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-wettability>>. Acesso em: 03 Novembro 2020.

SKAUGE et al. **Polymer Flood Design for Displacement of Heavy Oil Analysed by 2D-imaging**. EAGE 17th European Symposium on Improved Oil Recovery. St. Petersburg, Russia: [s.n.]. 2013.

TABER, J. J.; MARTIN, F. D.; SERIGHT, R. S. Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. **SPE Journal**, v. 12, n. 3, p. 189-198, Agosto 1997.

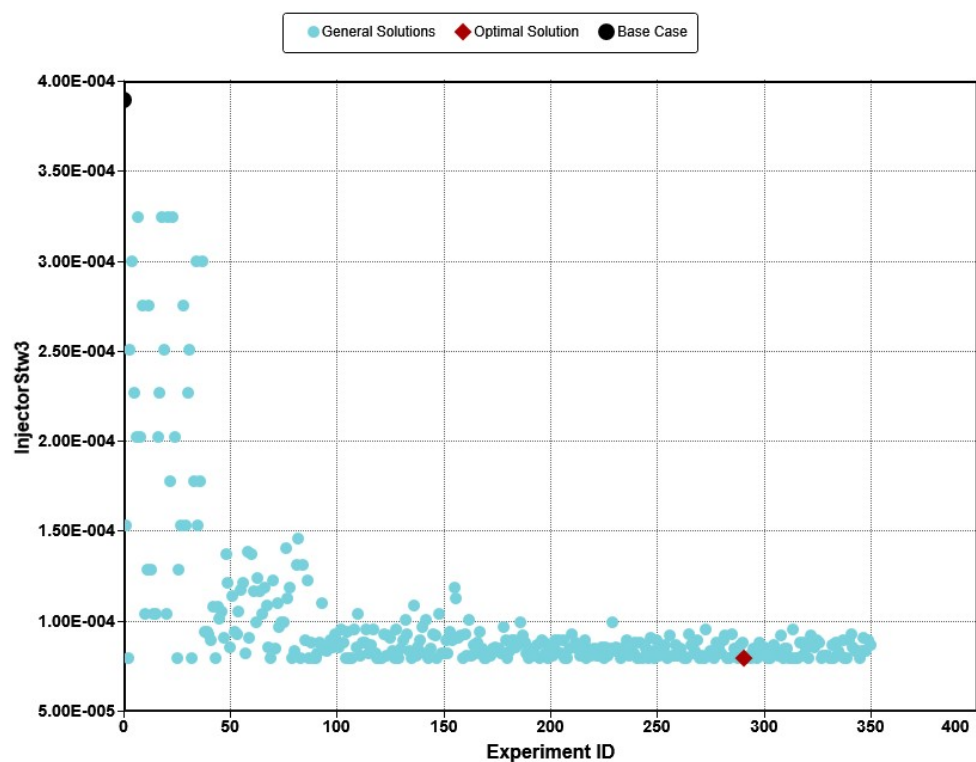
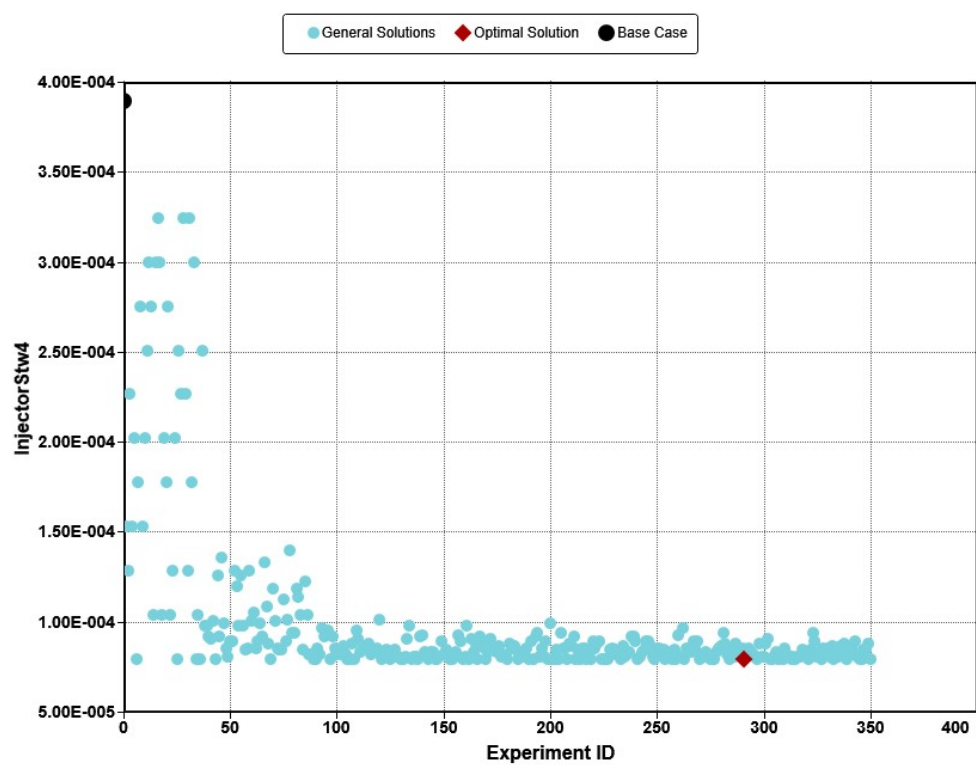
TZIMAS, E. et al. **Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System**. Institute for Energy. Petten, The Netherlands, p. 118. 2005.

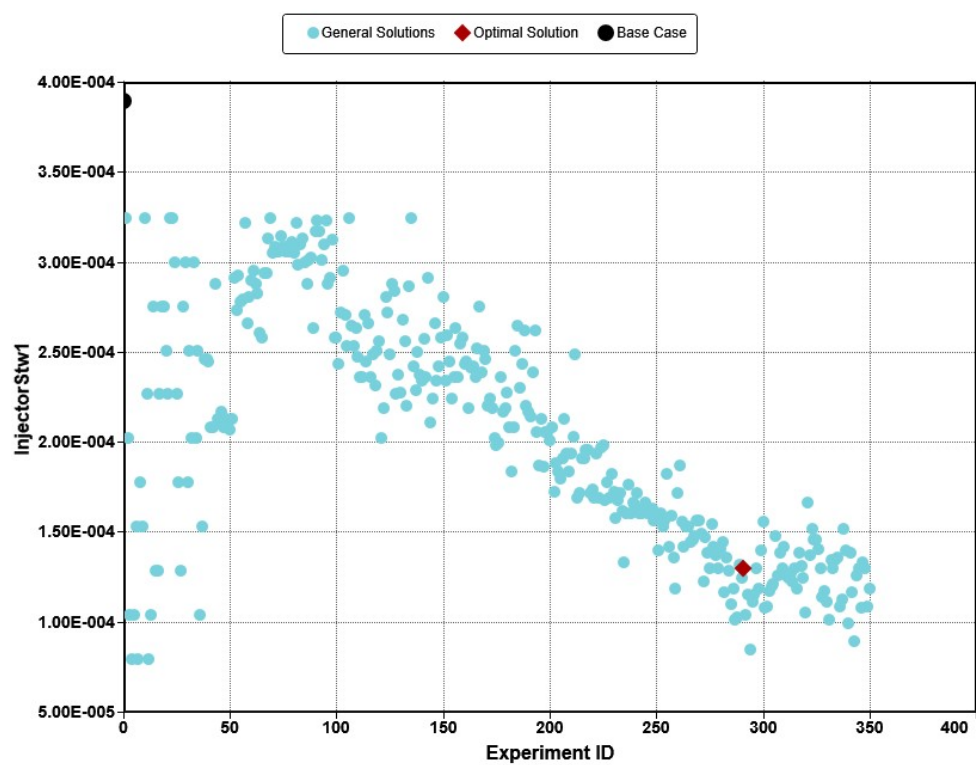
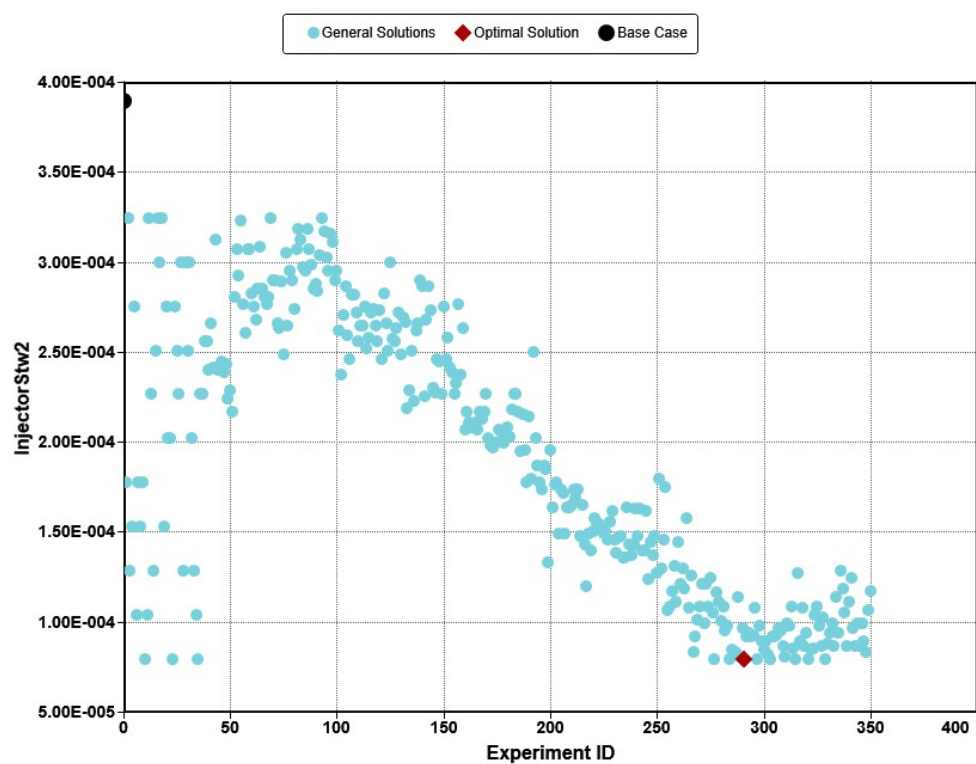
WANG, Z. E. A. Polyetheramine as an alternative alkali for alkali/surfactant/polymer flooding. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 581, Novembro 2019.

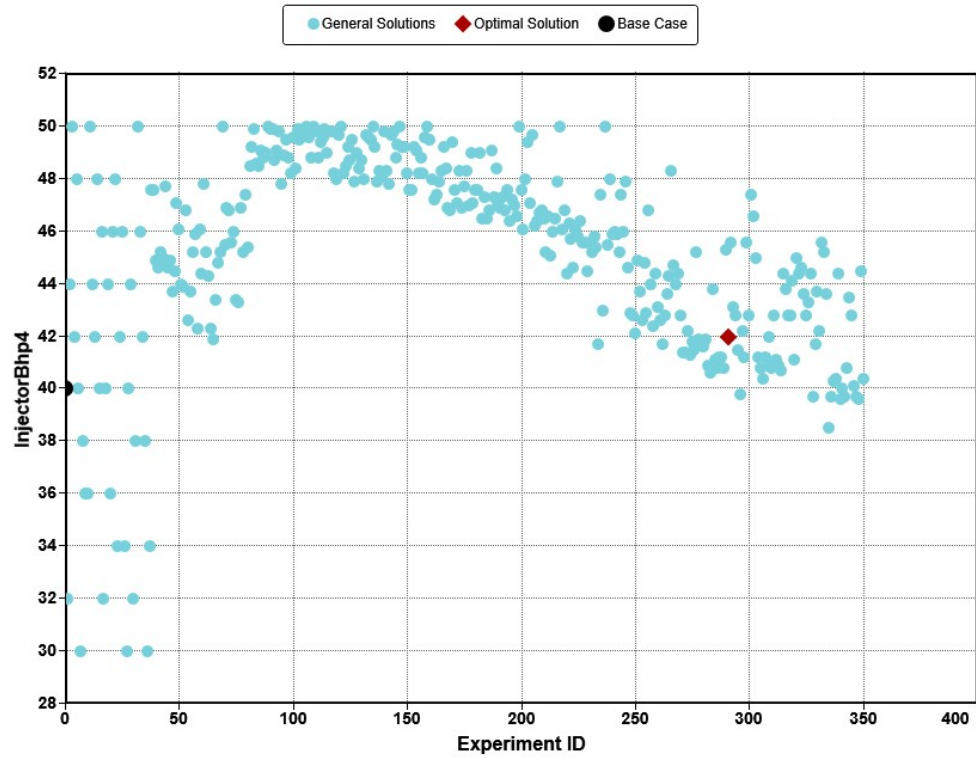
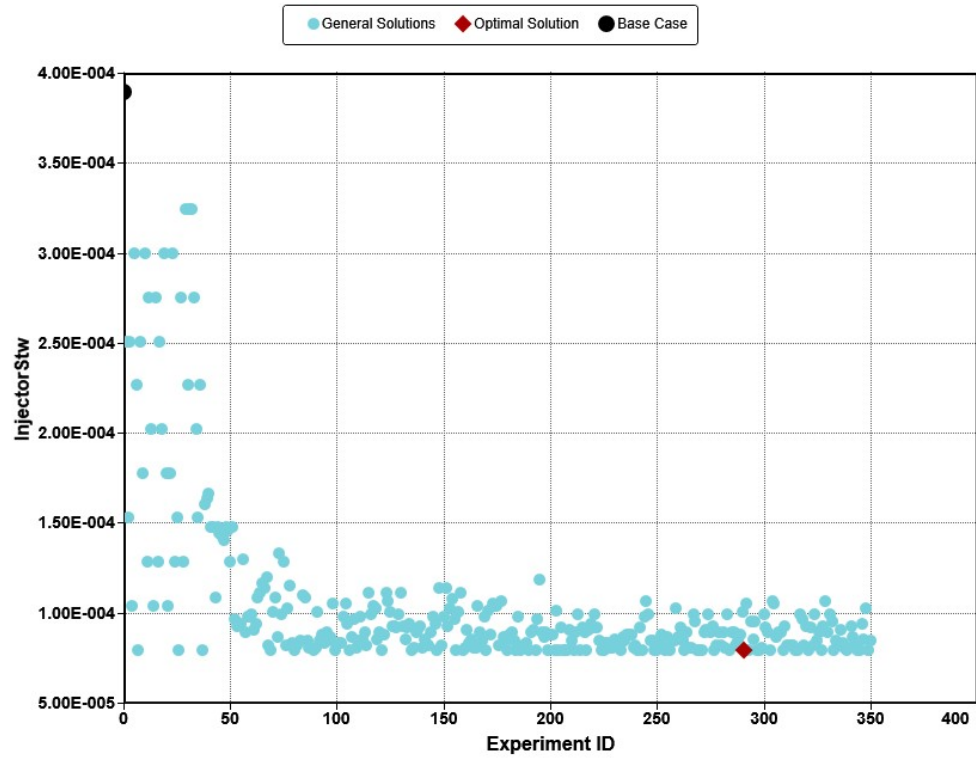
ZHOU, K.; HOU, J.; LI, X. The Effect of Well Patterns on Surfactant/Polymer Flooding. **International Journal of Energy and Power Engineering**, Qingdao, China, v. 5, n. 6, p. 189-195, Dezembro 2016.

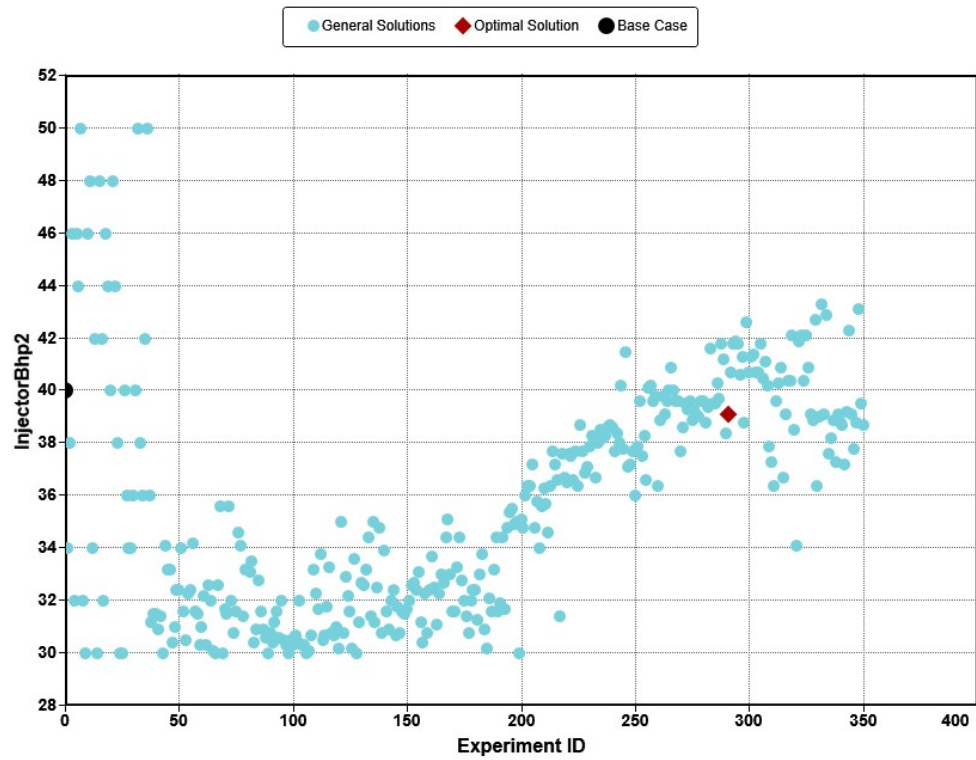
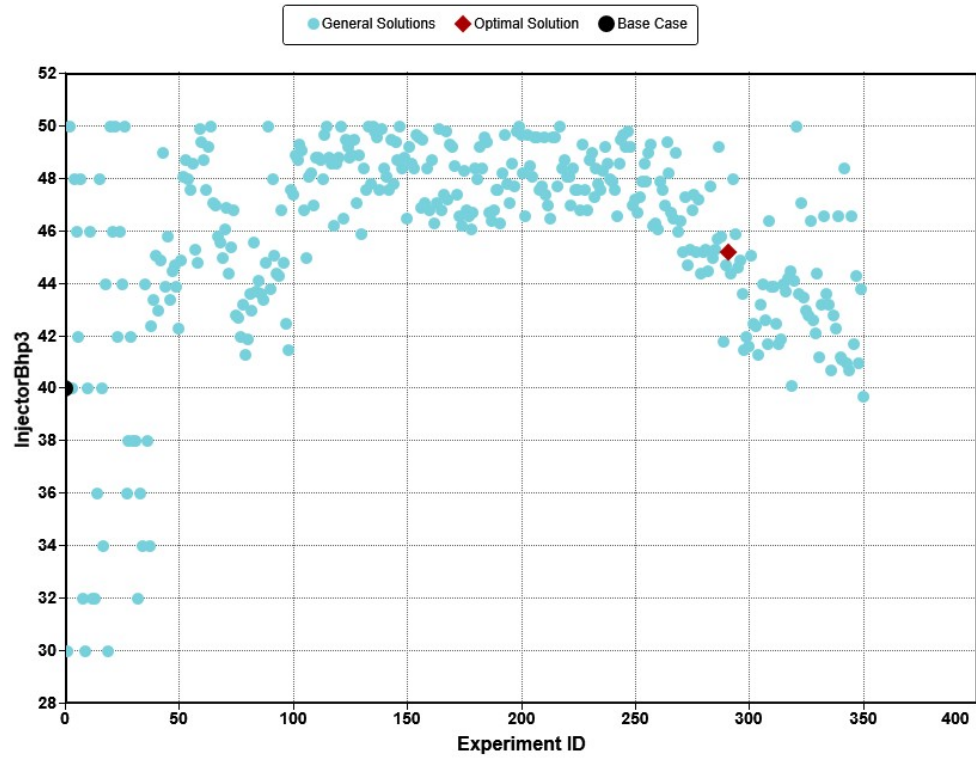
ZHOU, Y. et al. A comprehensive review of emulsion and its field application for enhanced oil recovery. **Energy Science & Engineering**, Daqing, v. 7, p. 1046-1058, Abril 2019.

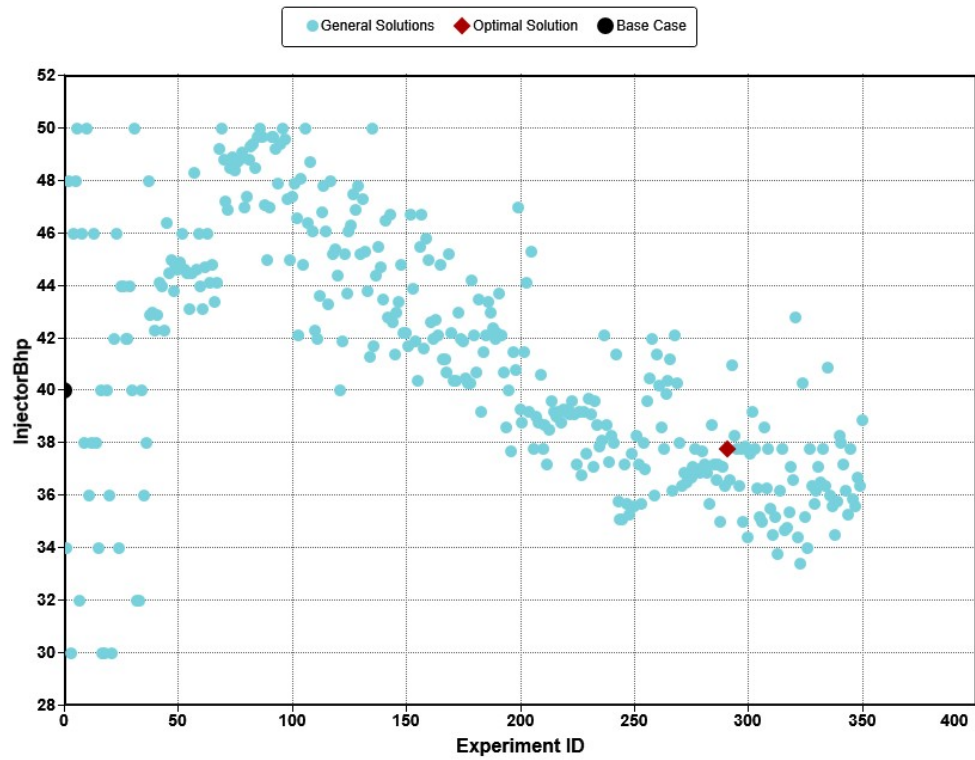
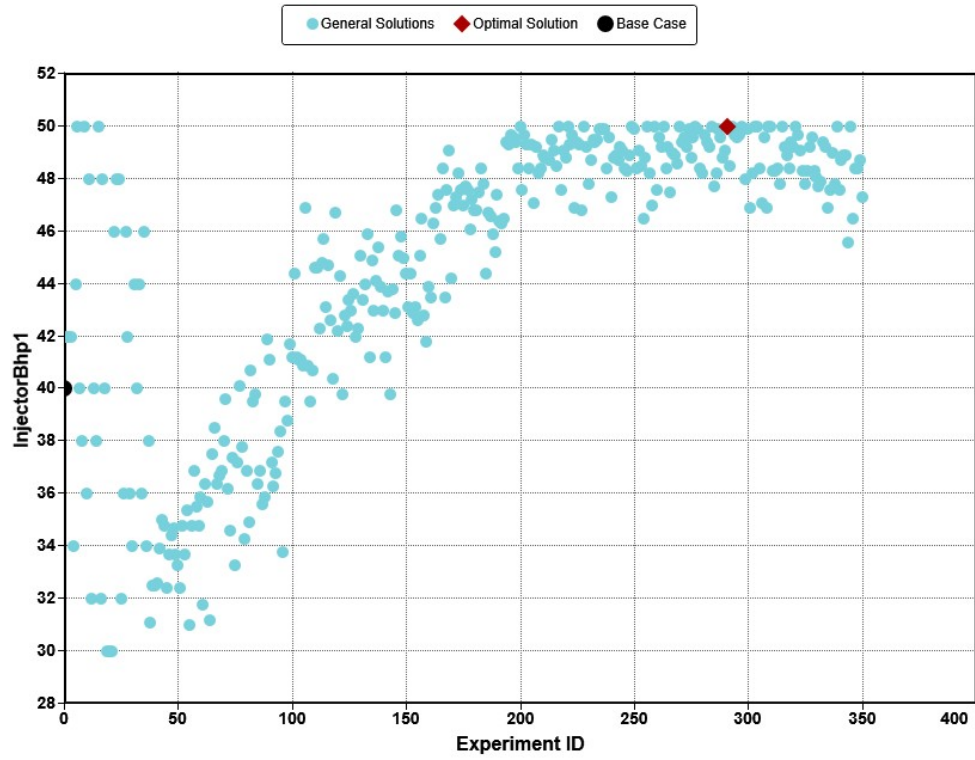
9 ANEXO A – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE AGUA

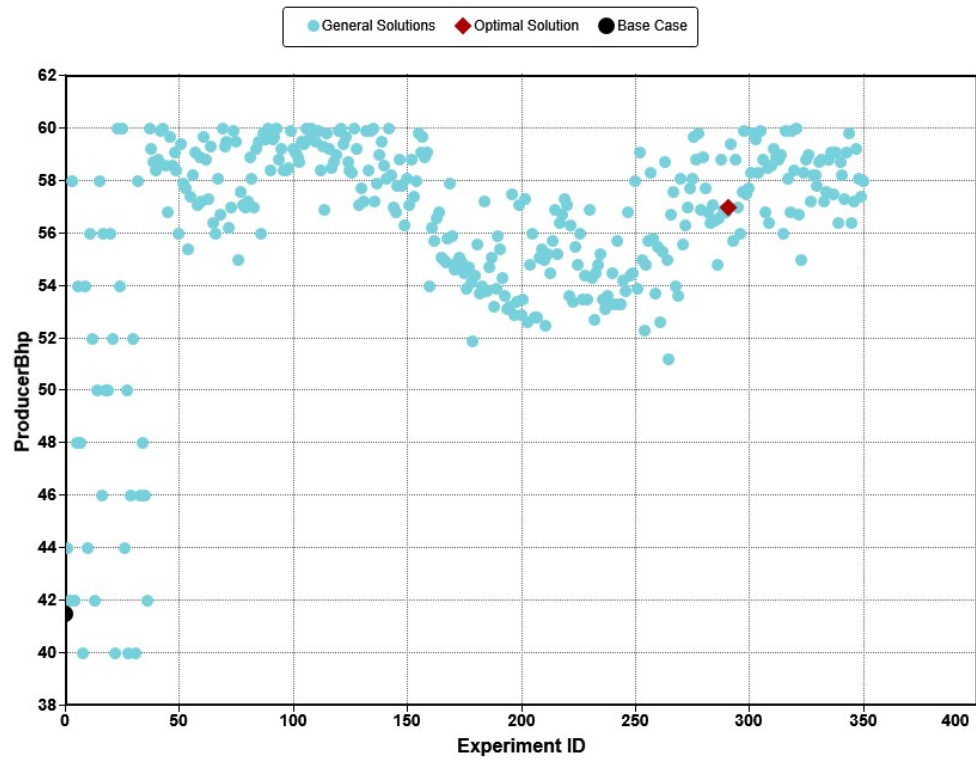
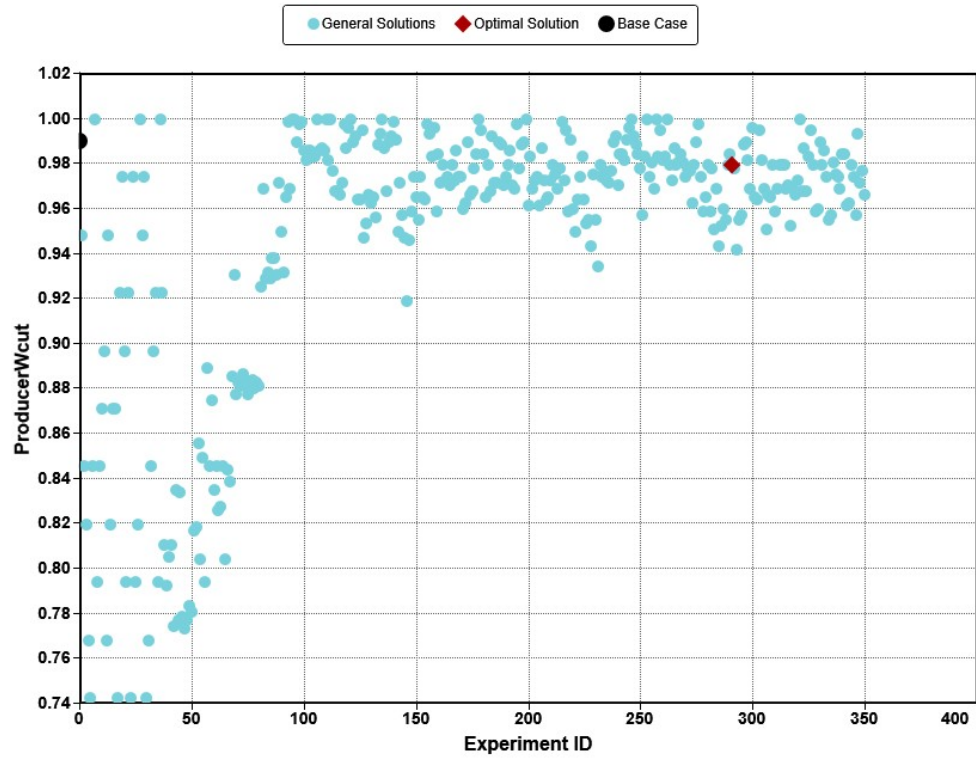




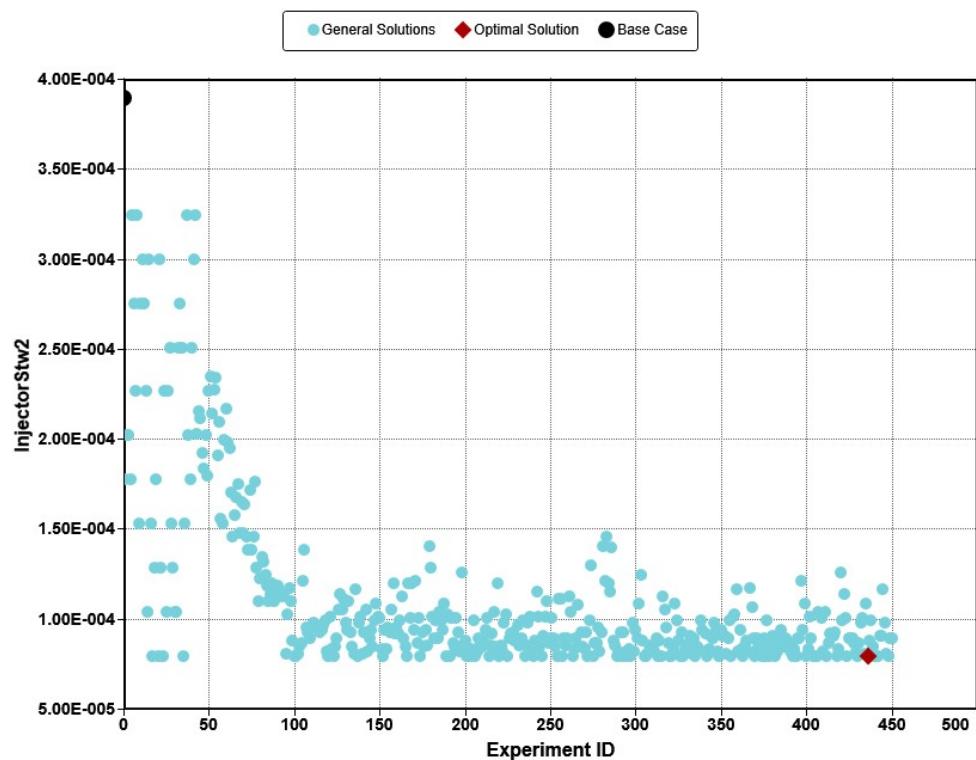
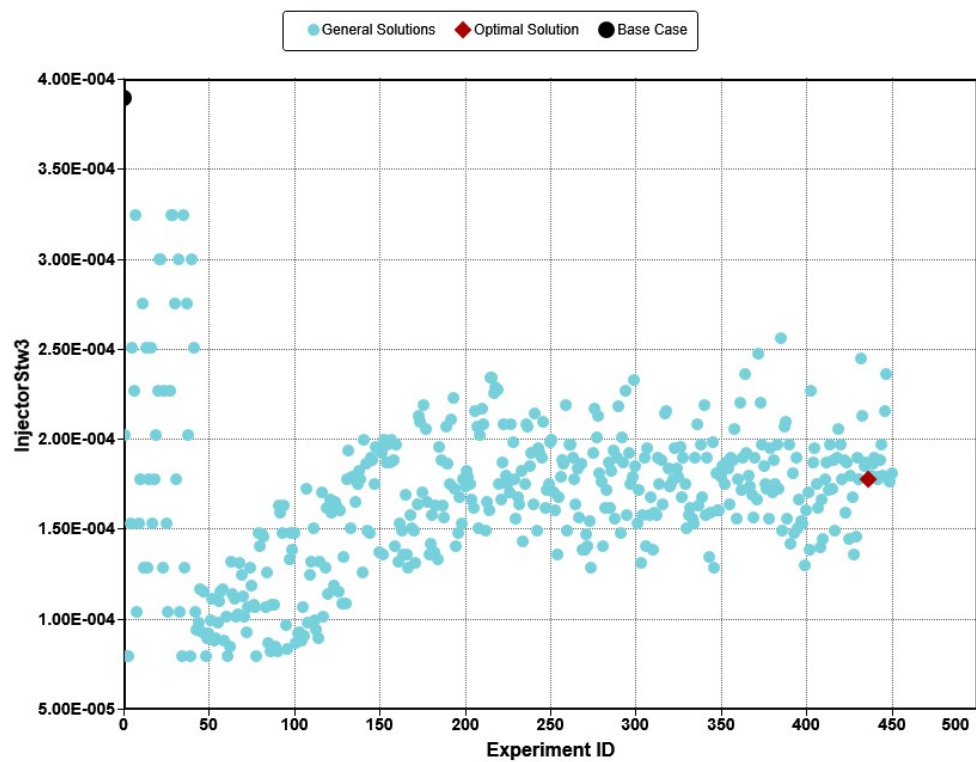


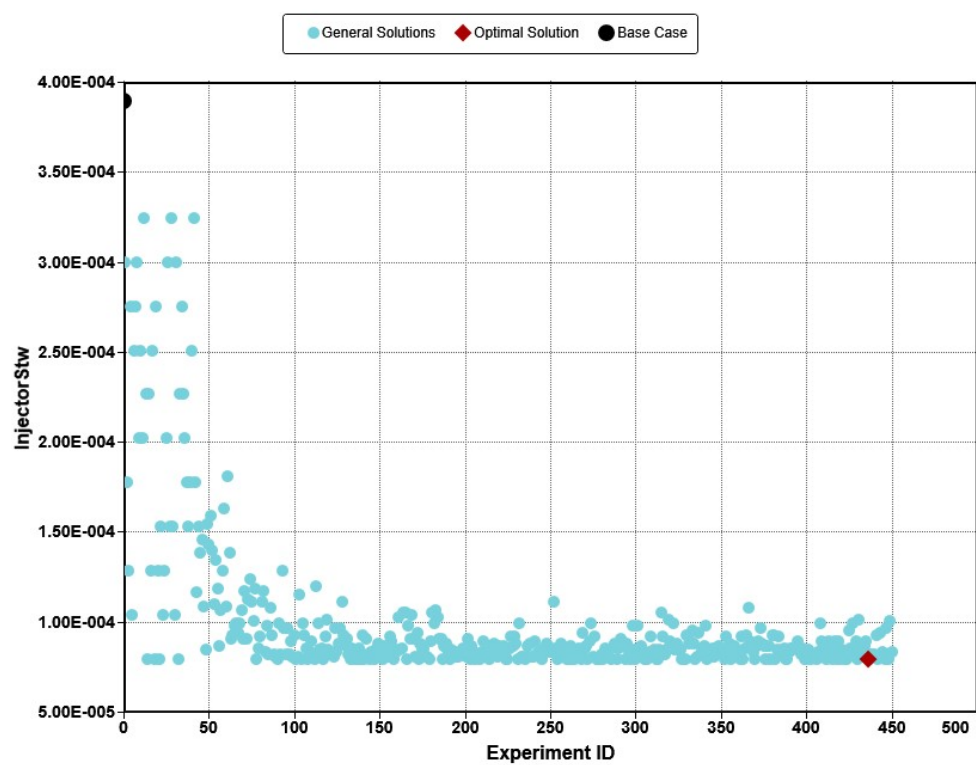
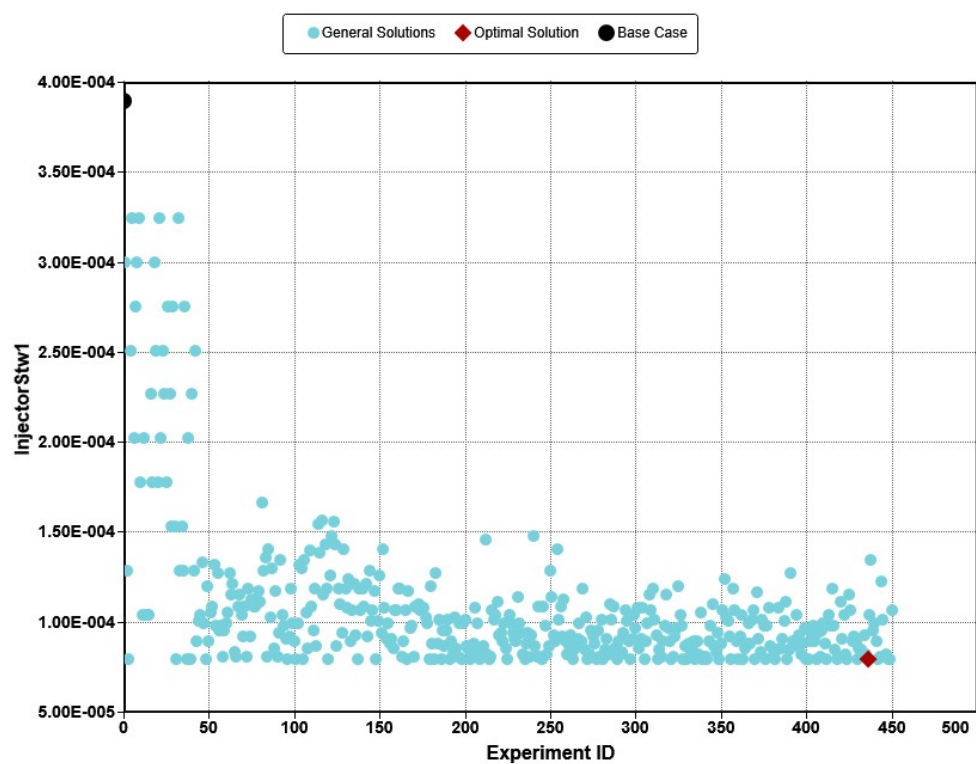


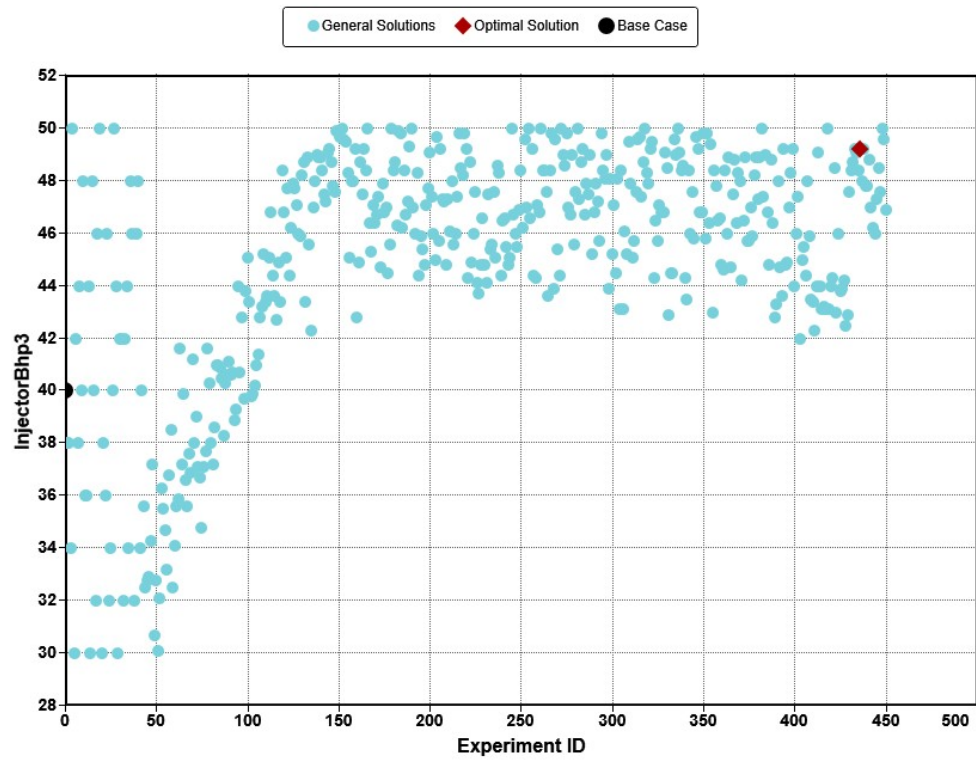
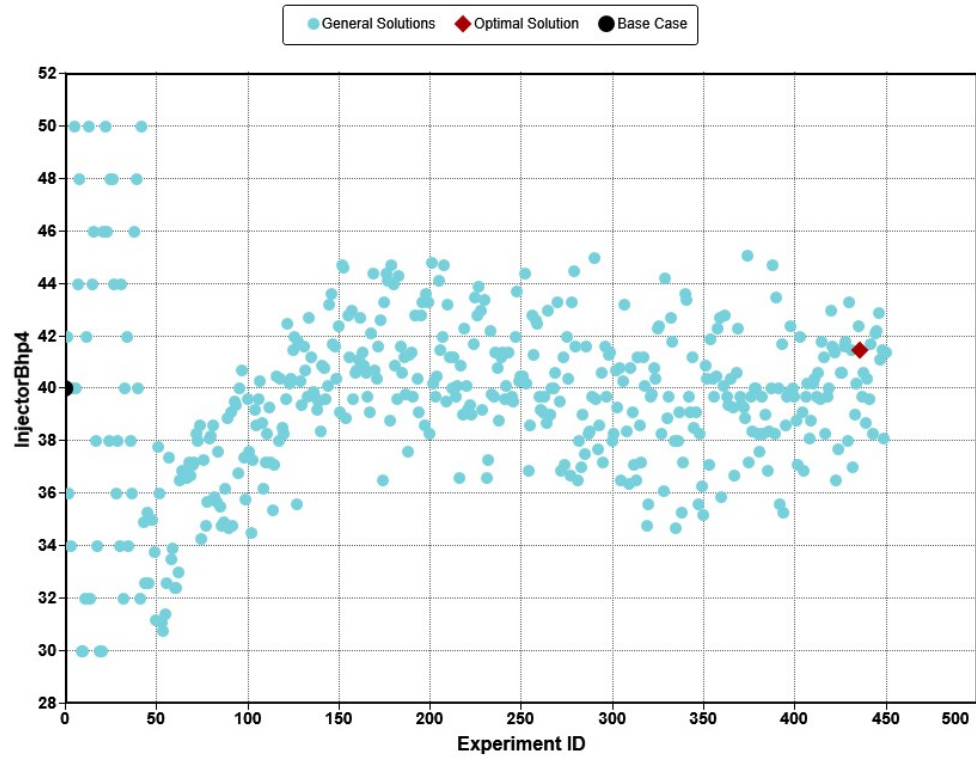


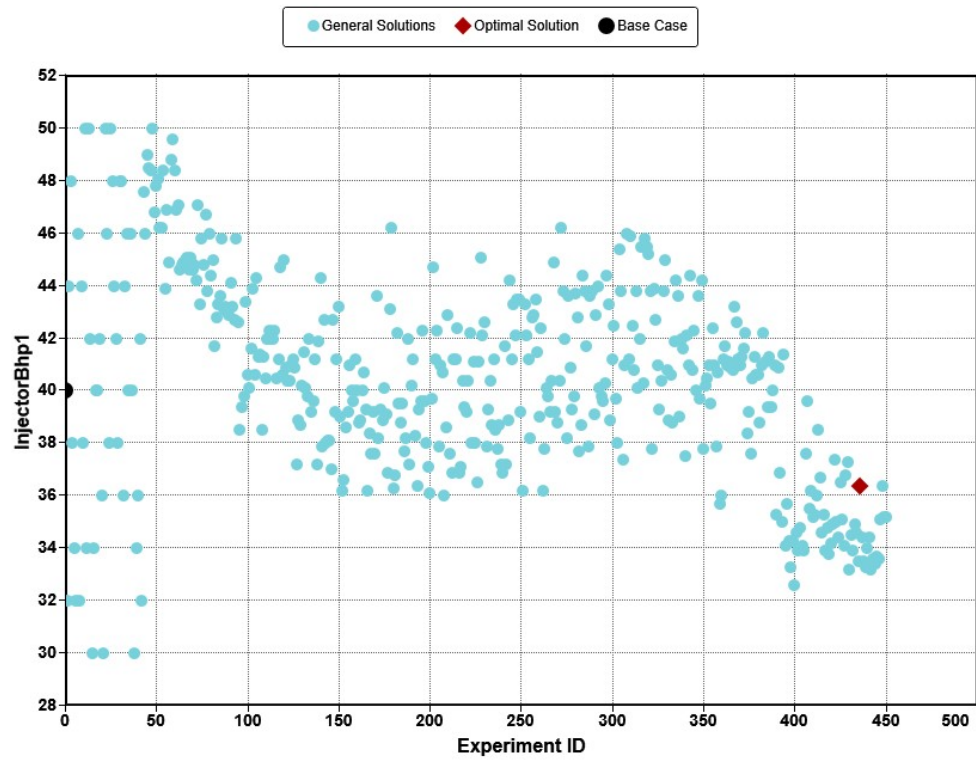
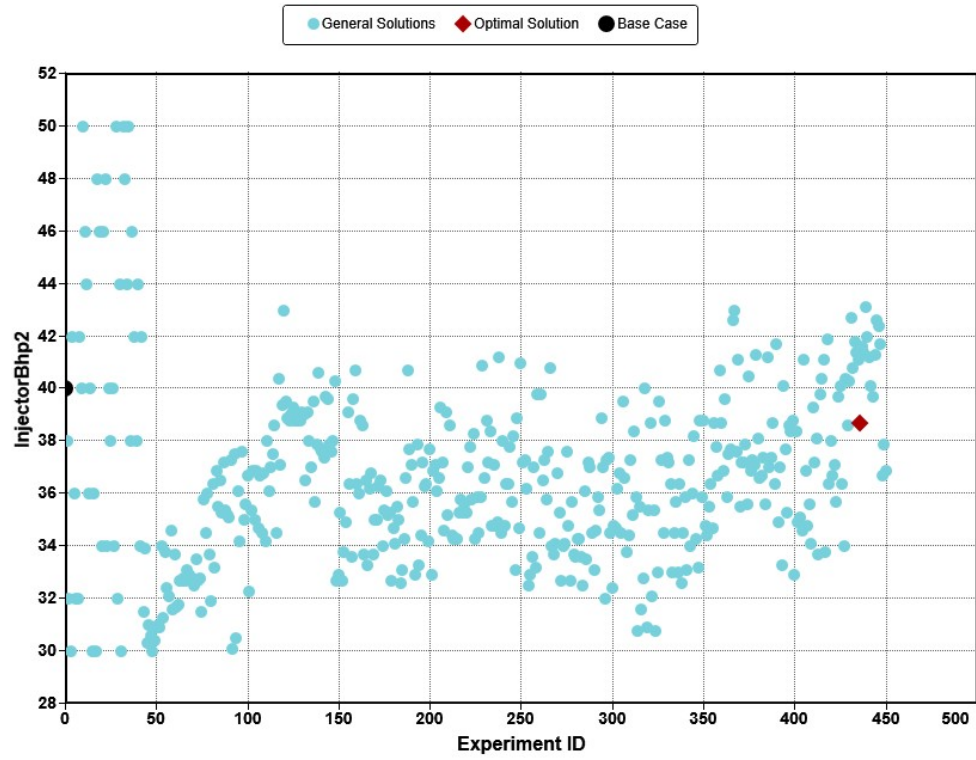


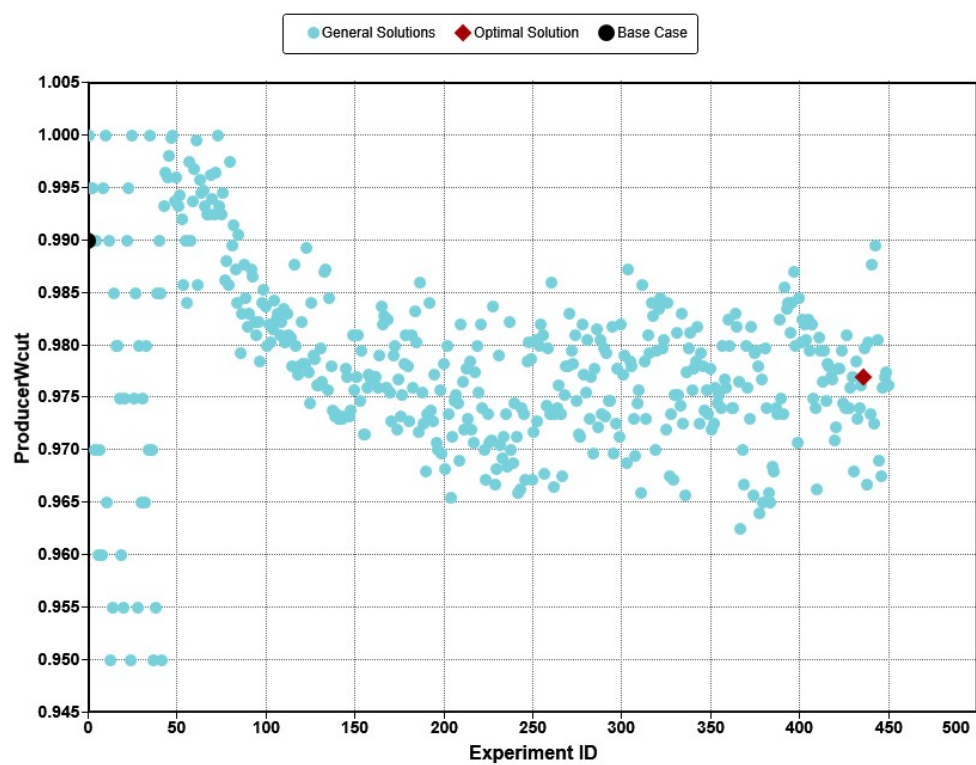
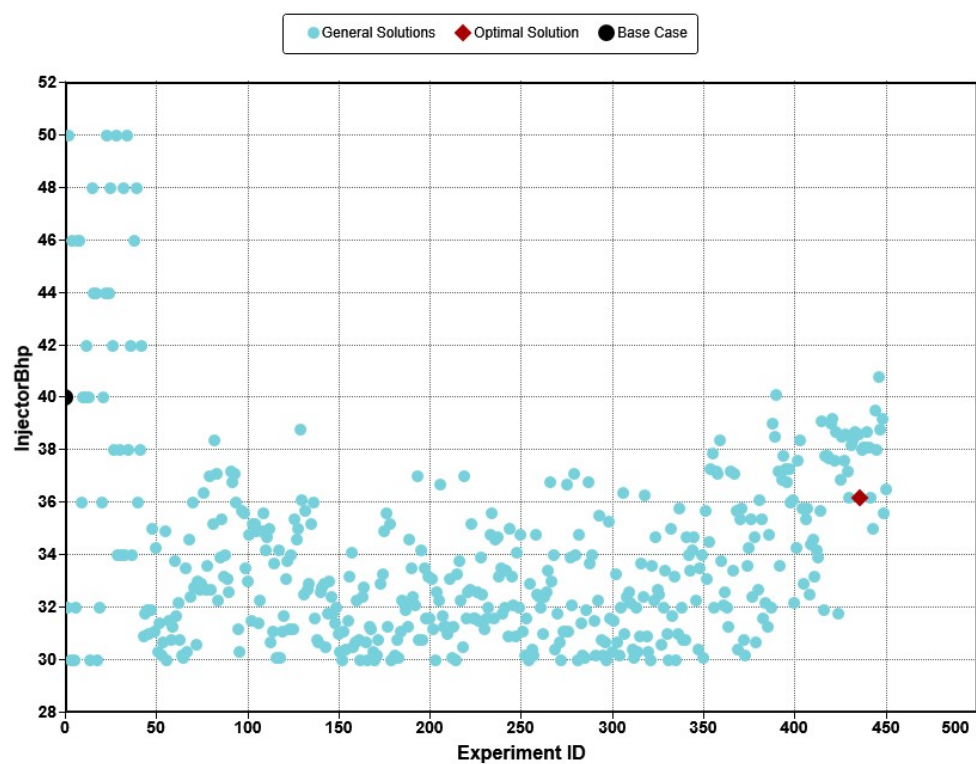
10 ANEXO B – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE POLÍMEROS

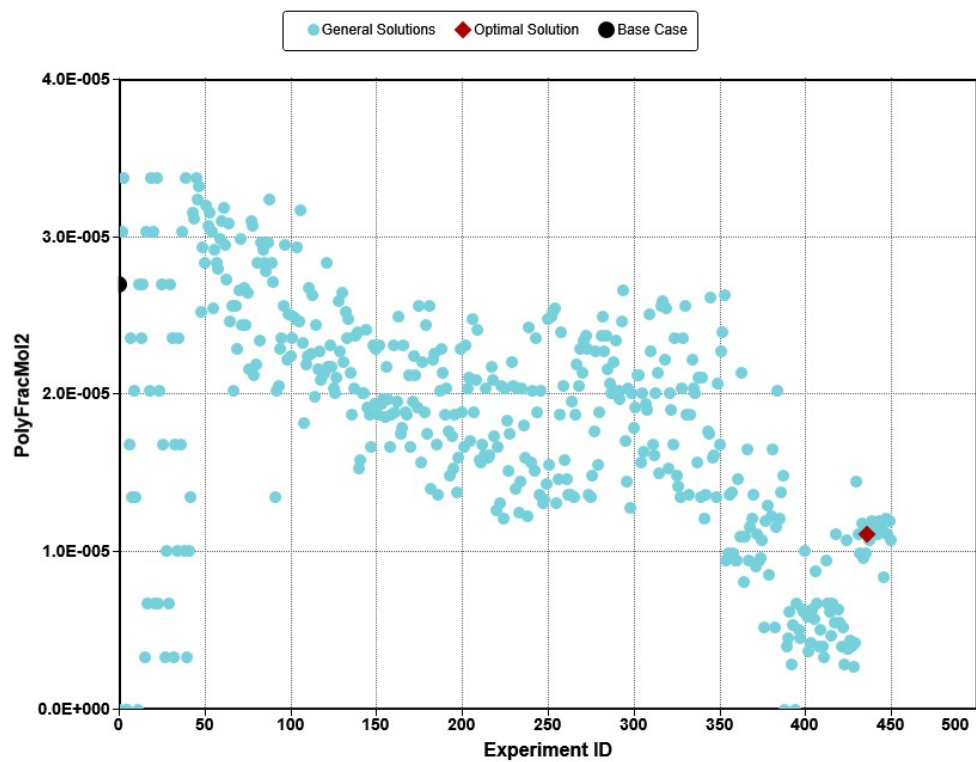
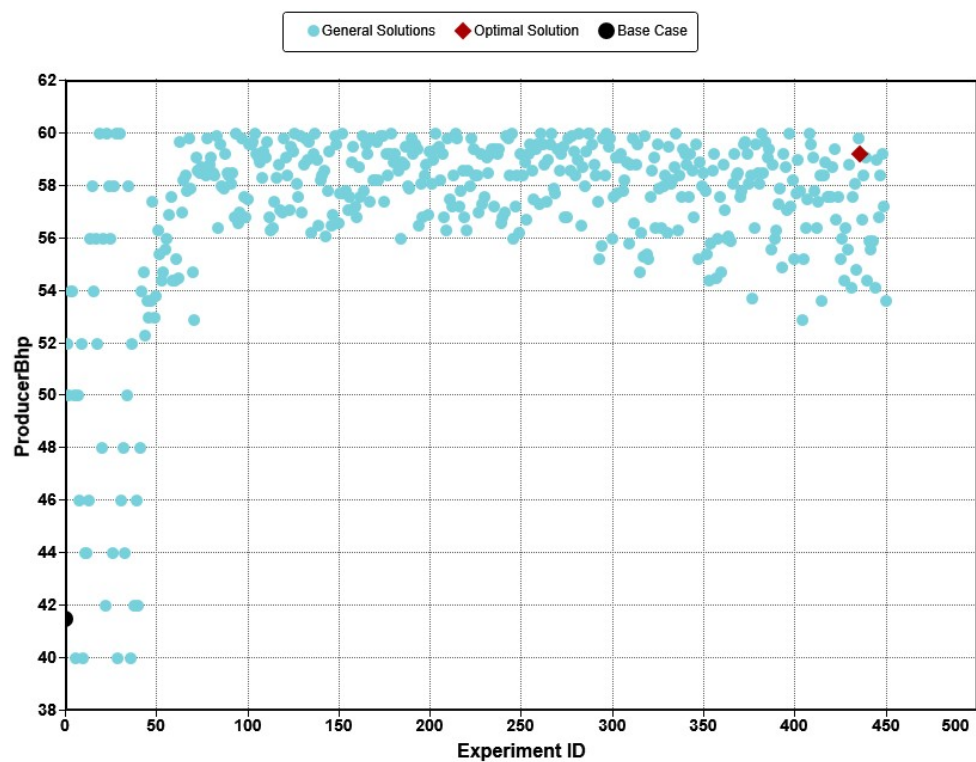


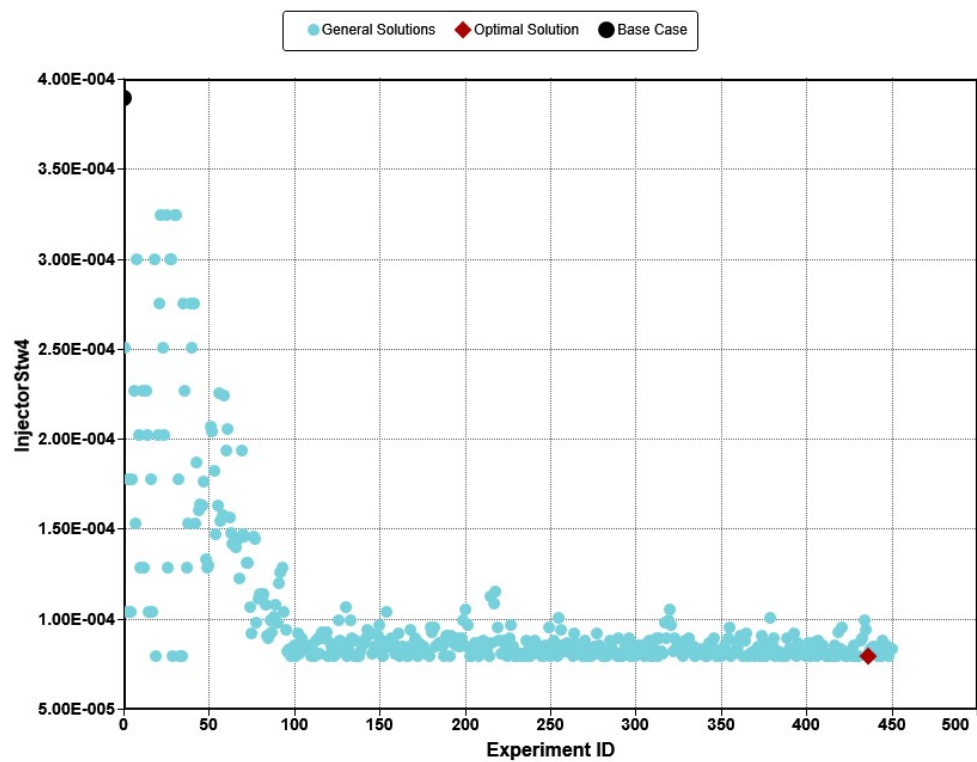
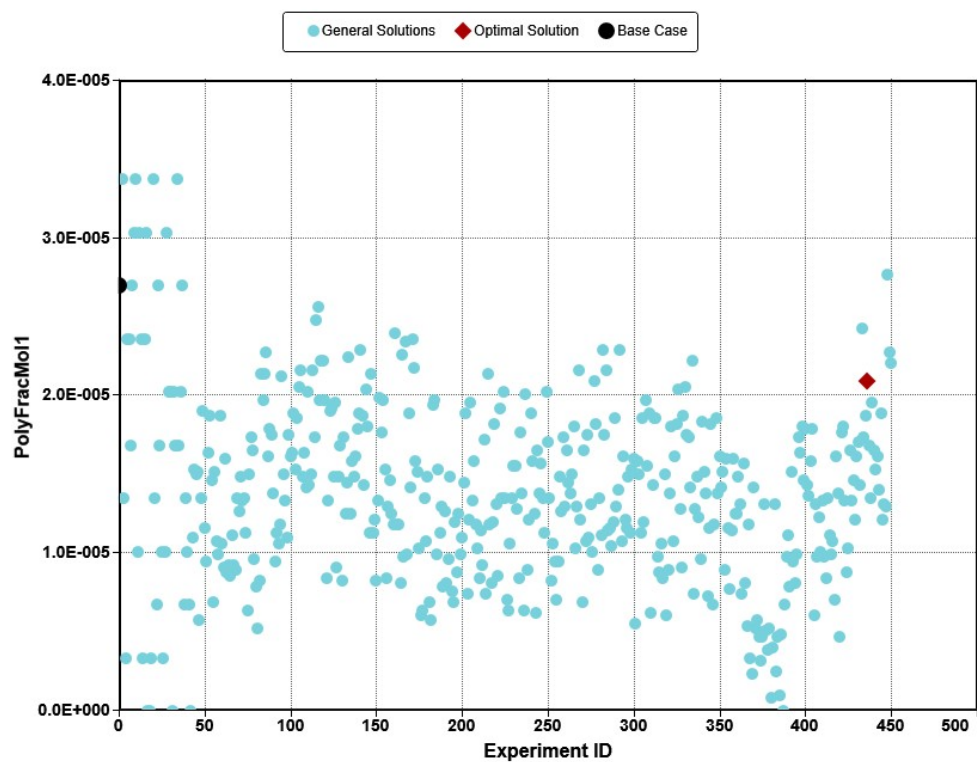




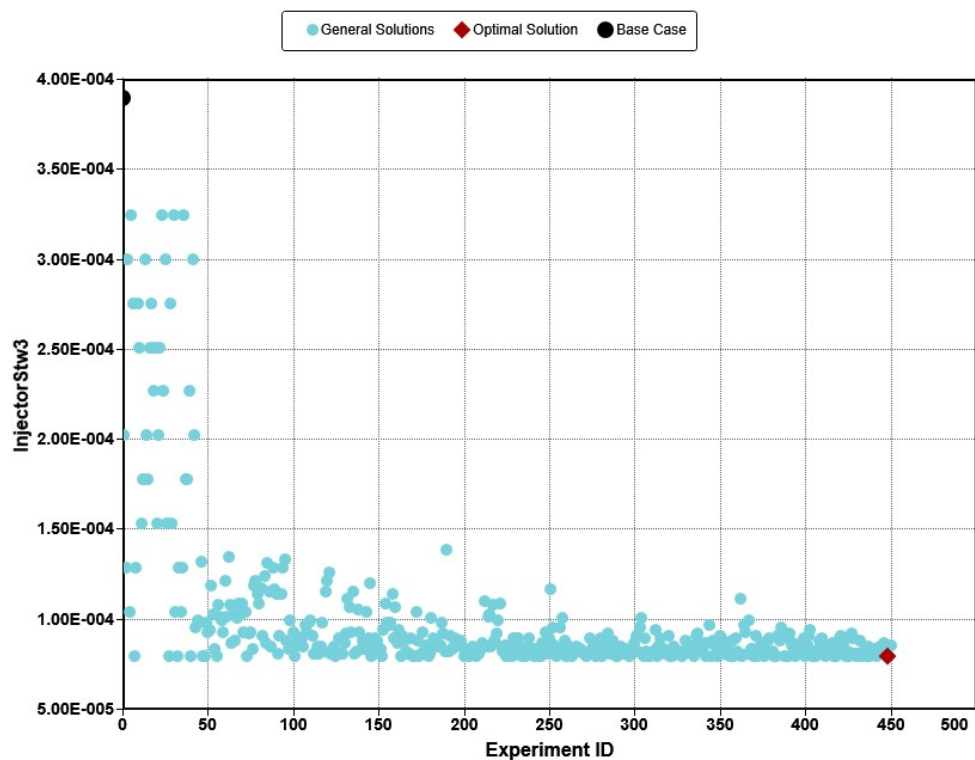
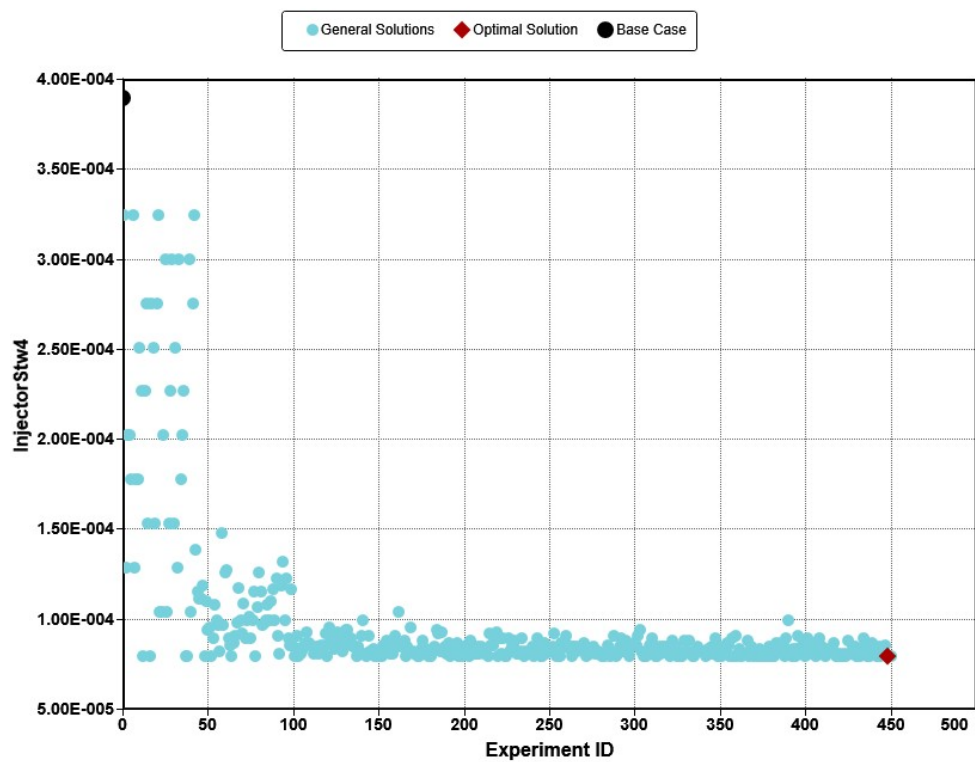


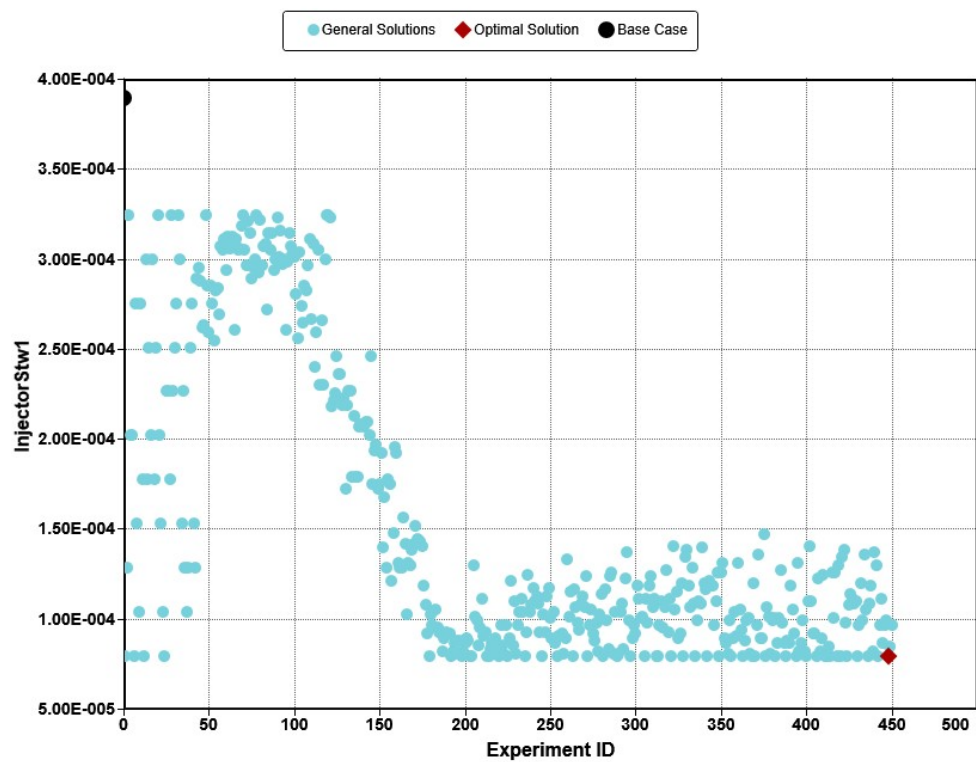
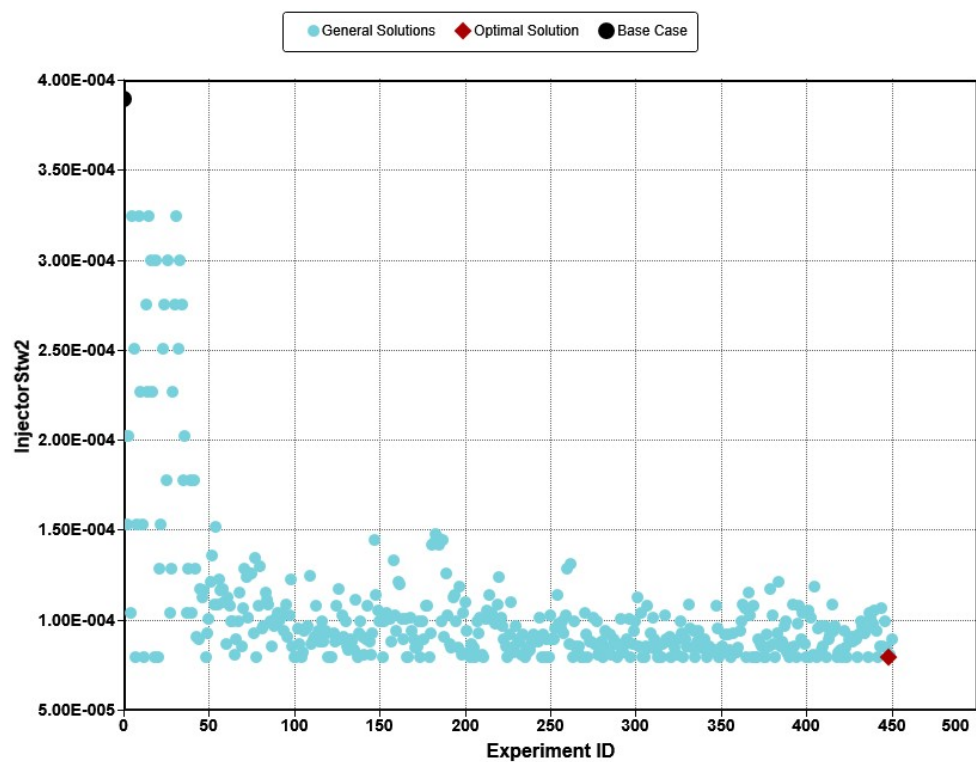


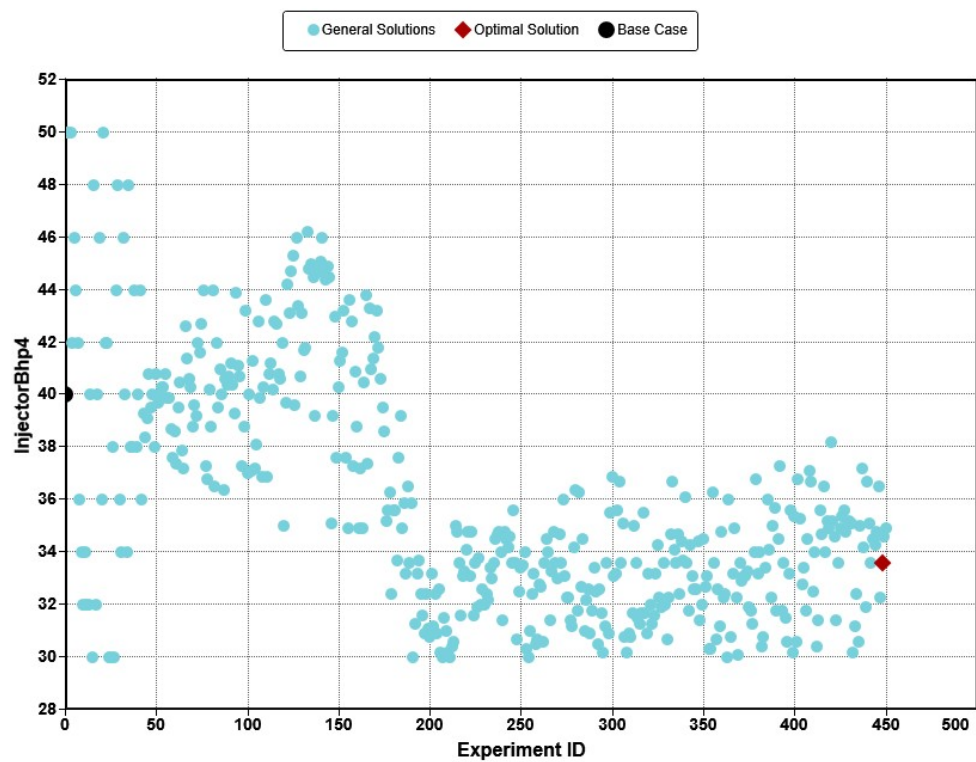
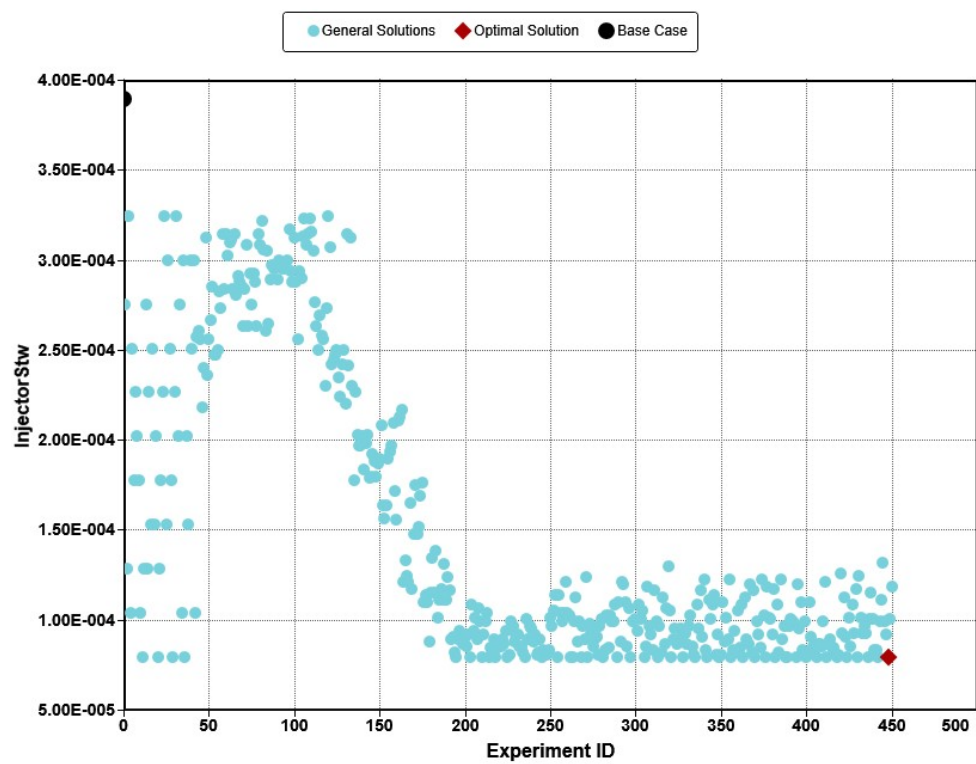


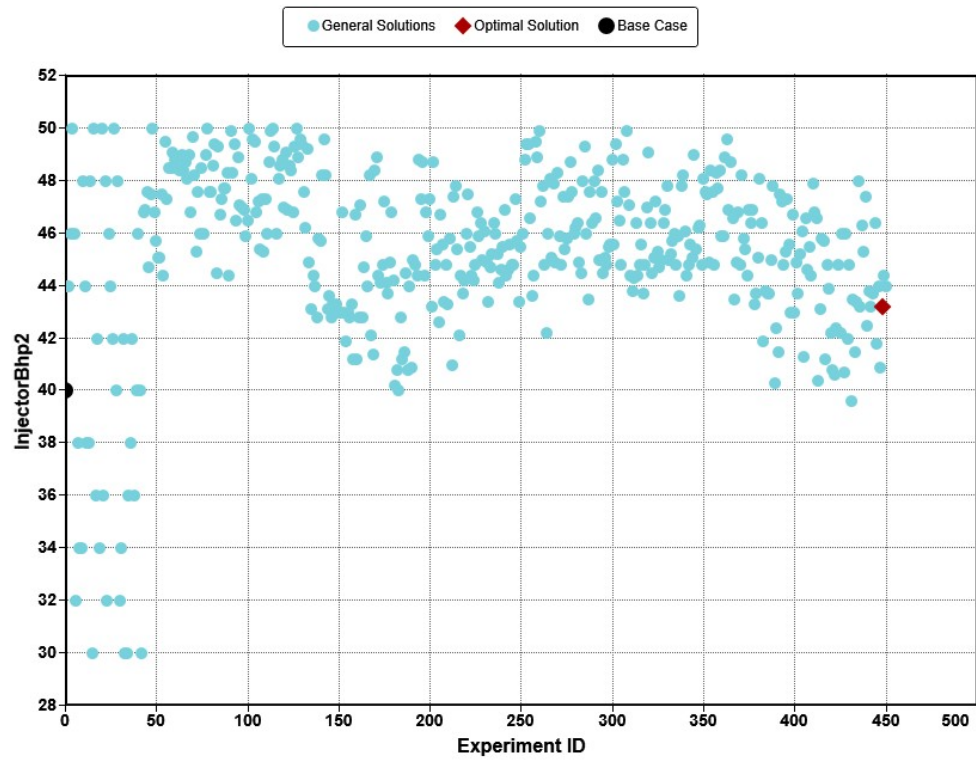
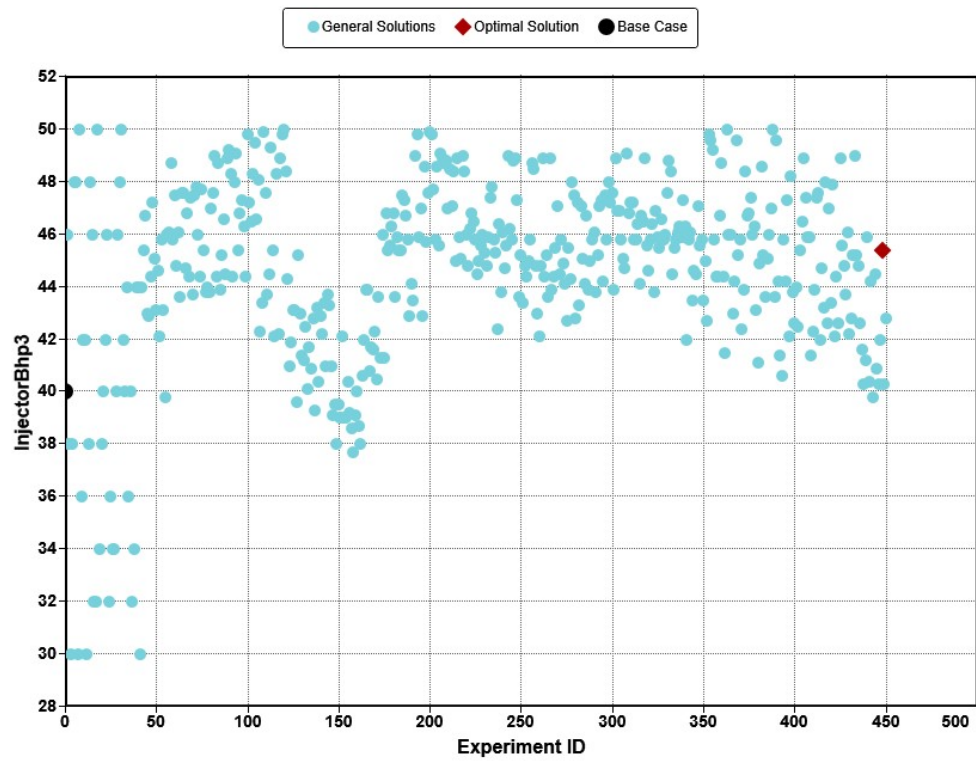


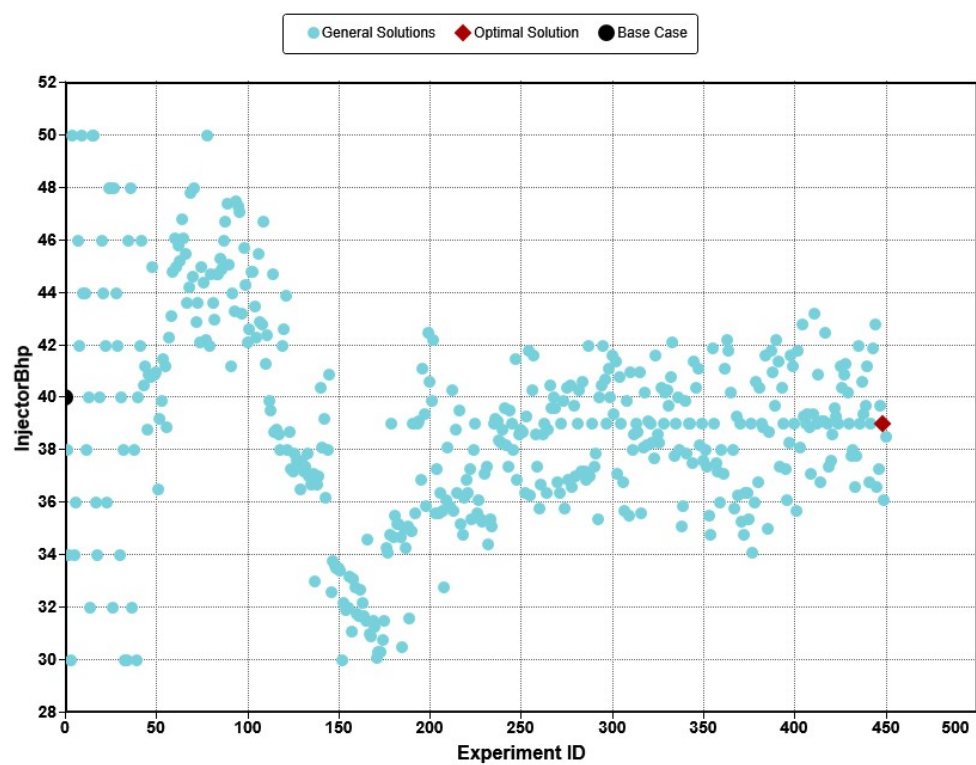
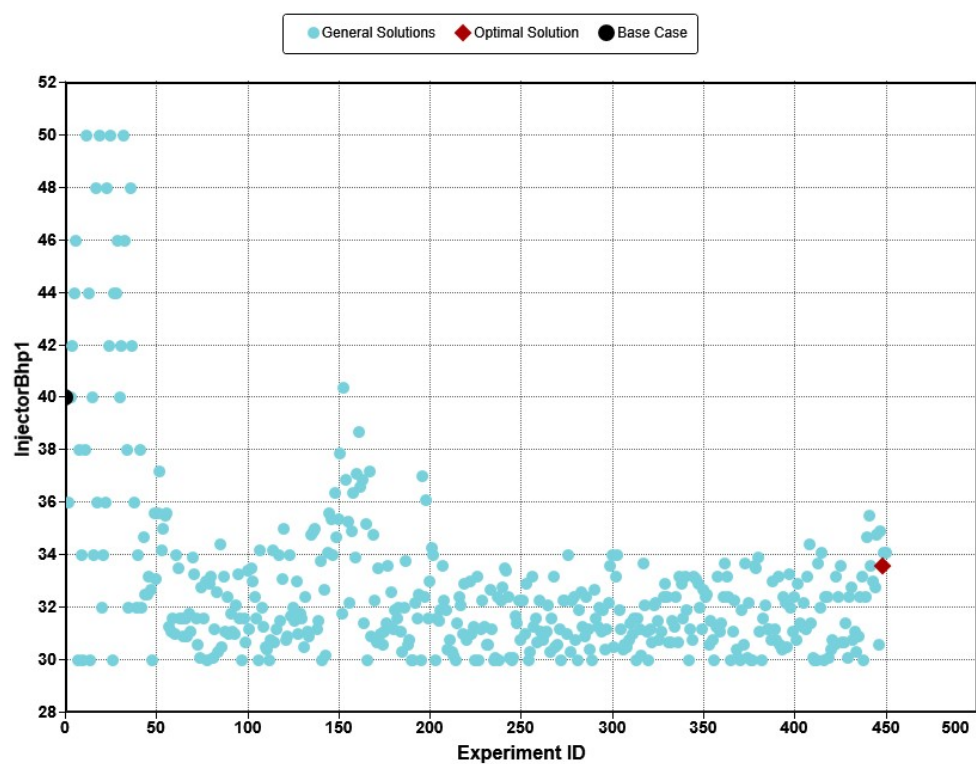
11 ANEXO C – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE SURFACTANTES

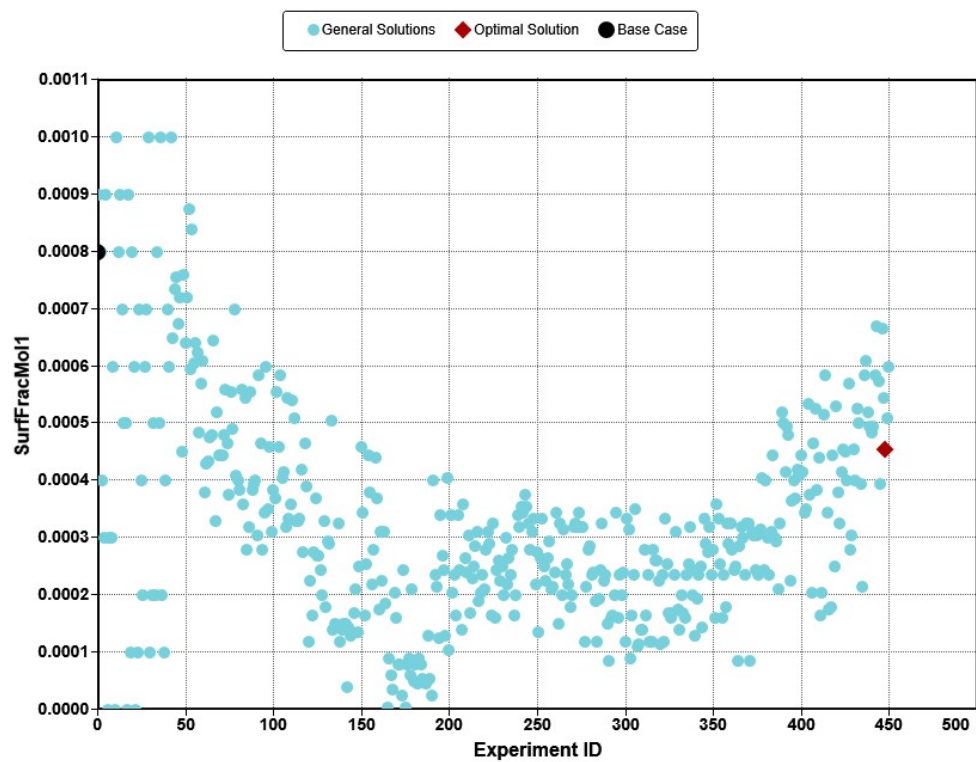
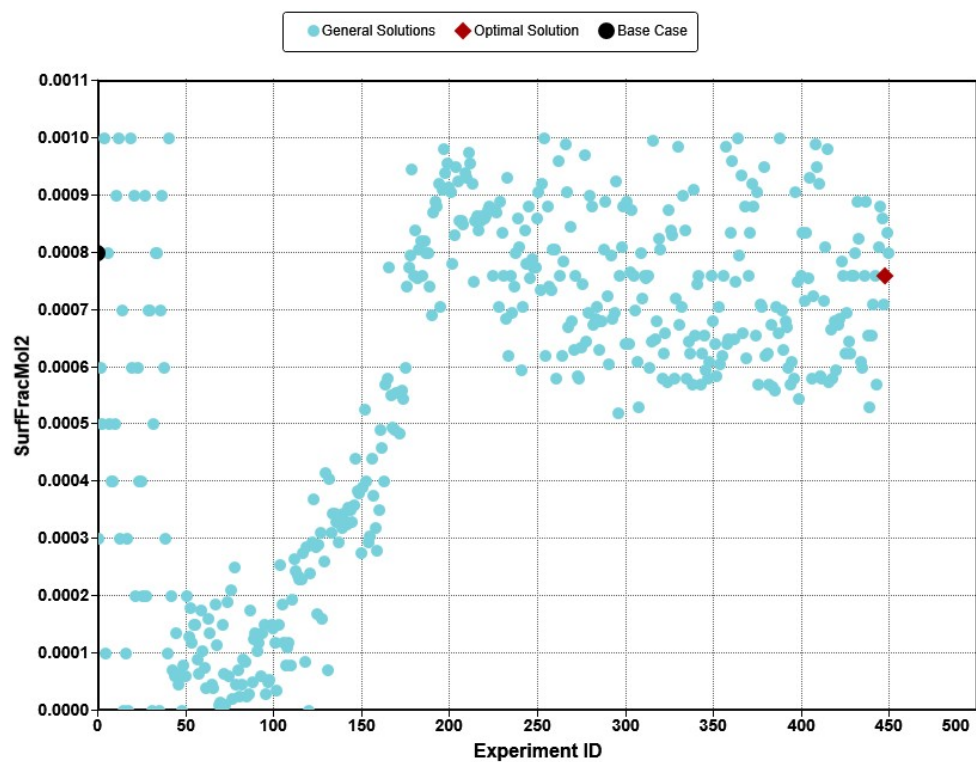


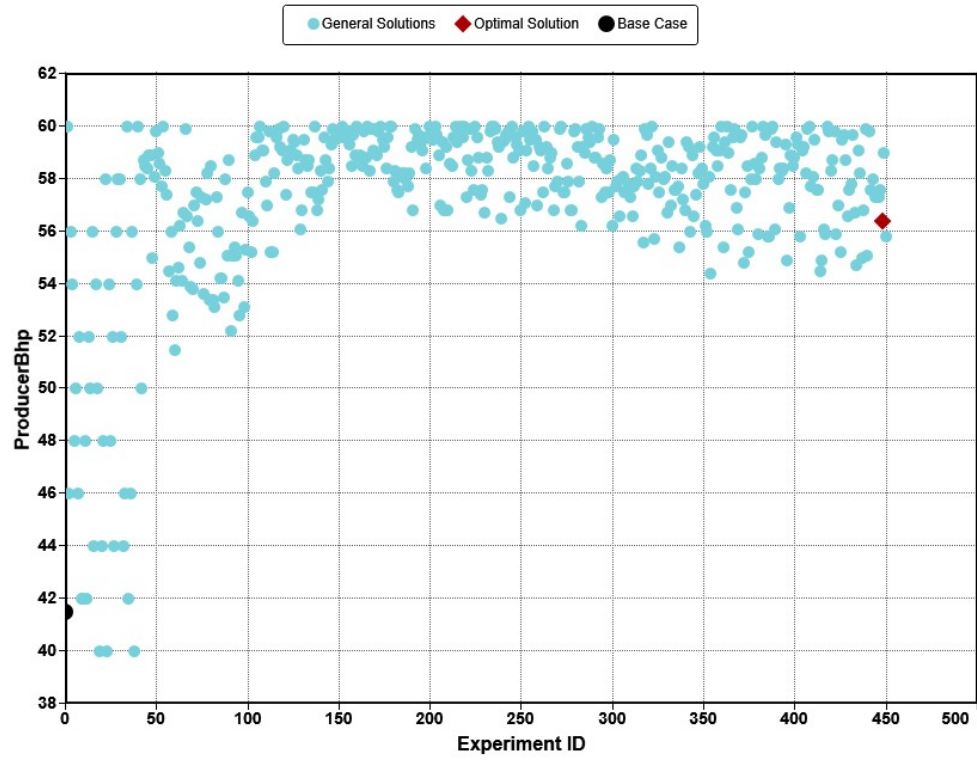
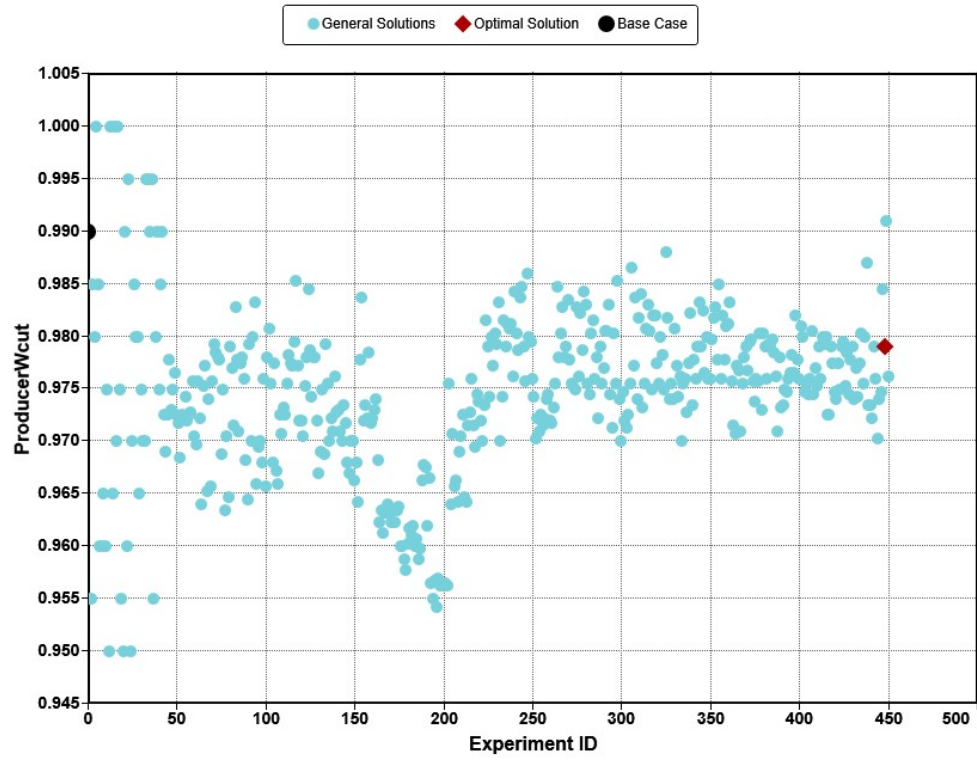




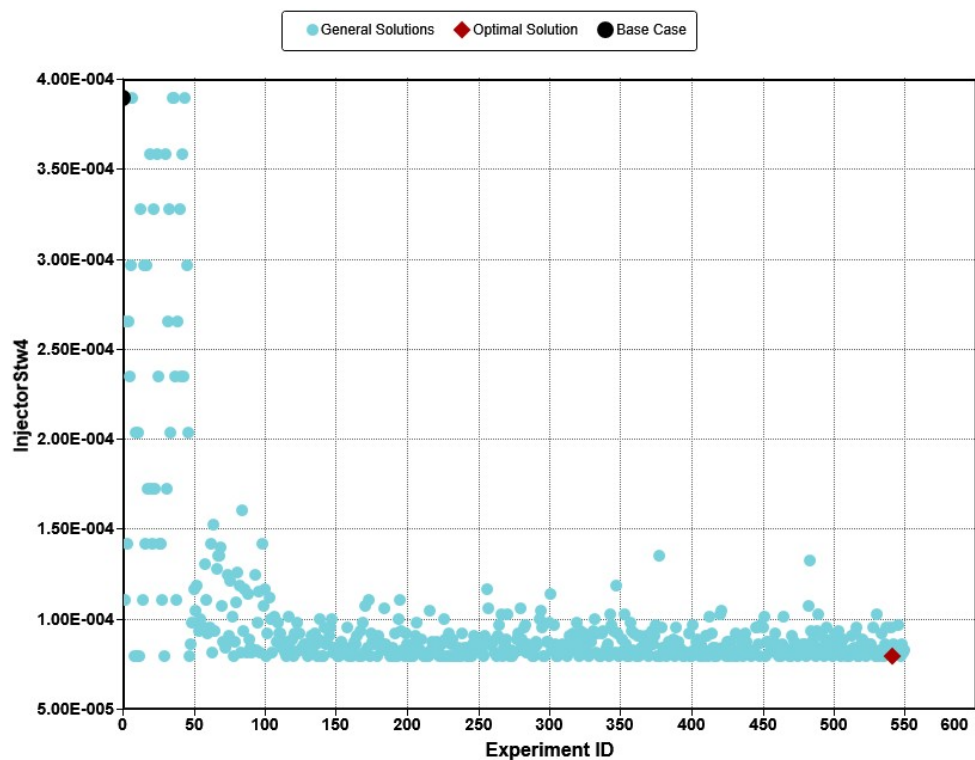
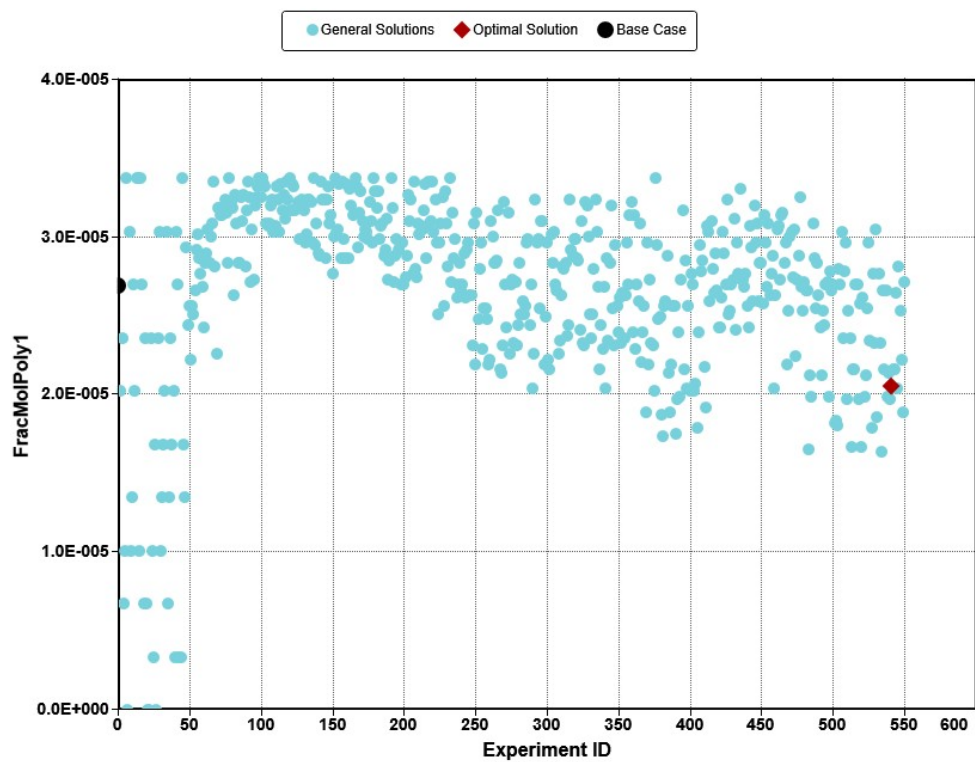


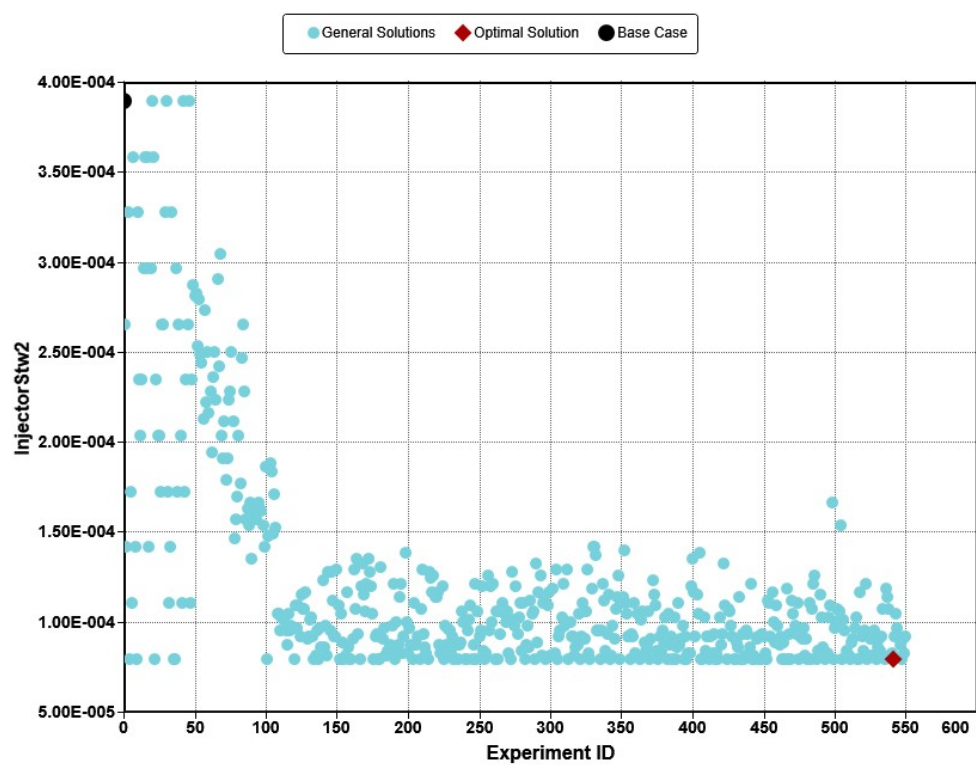
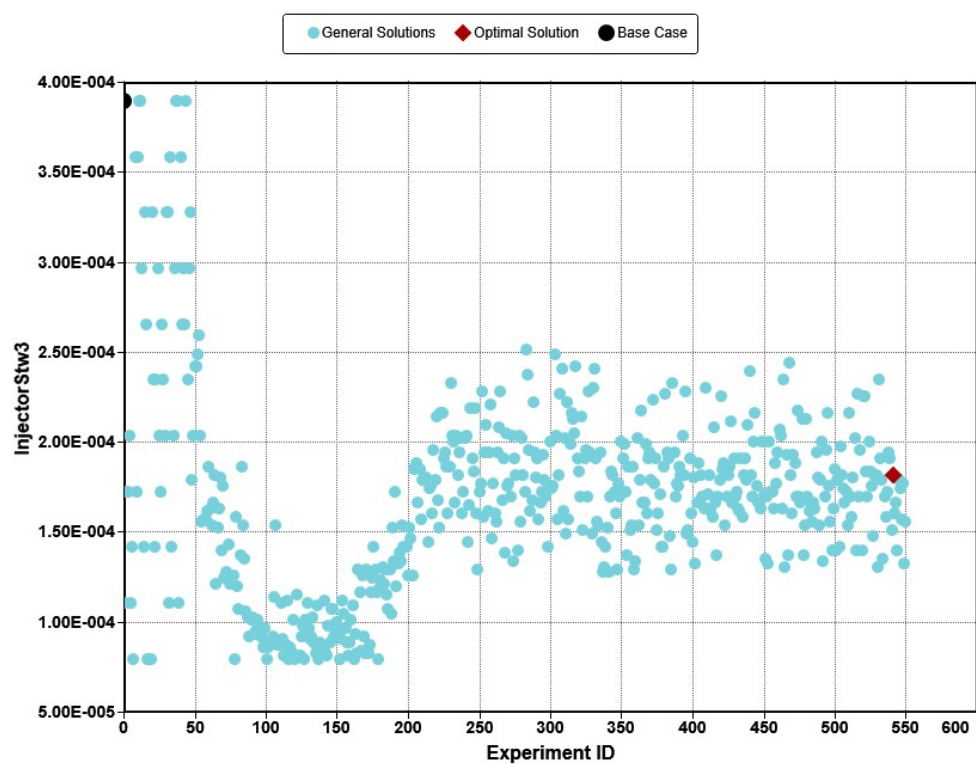


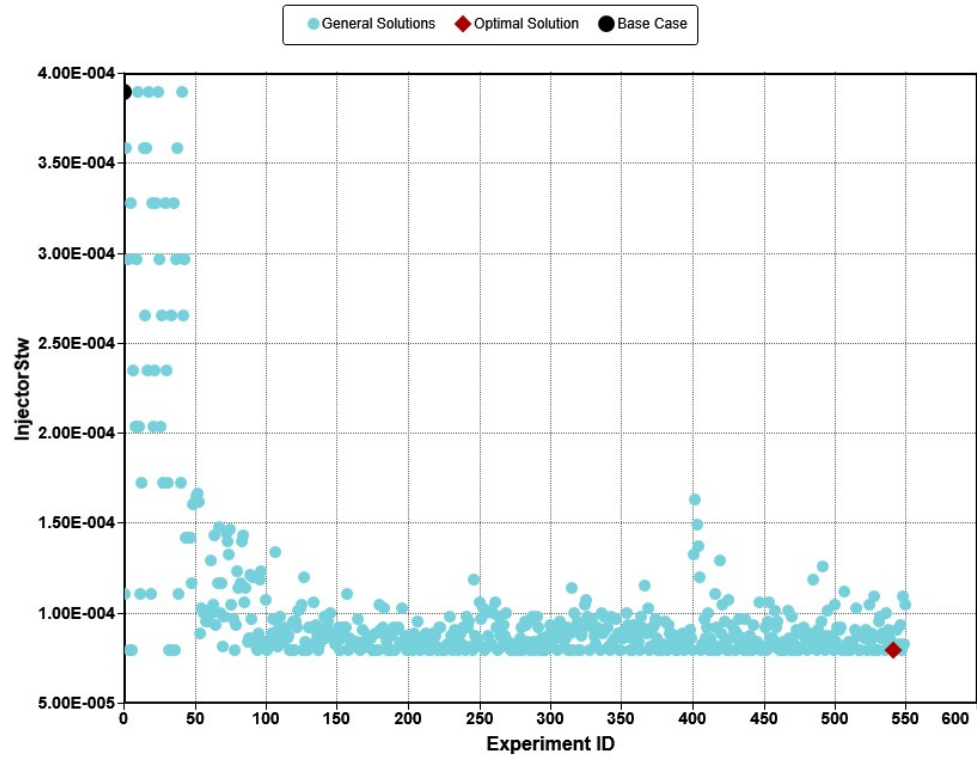
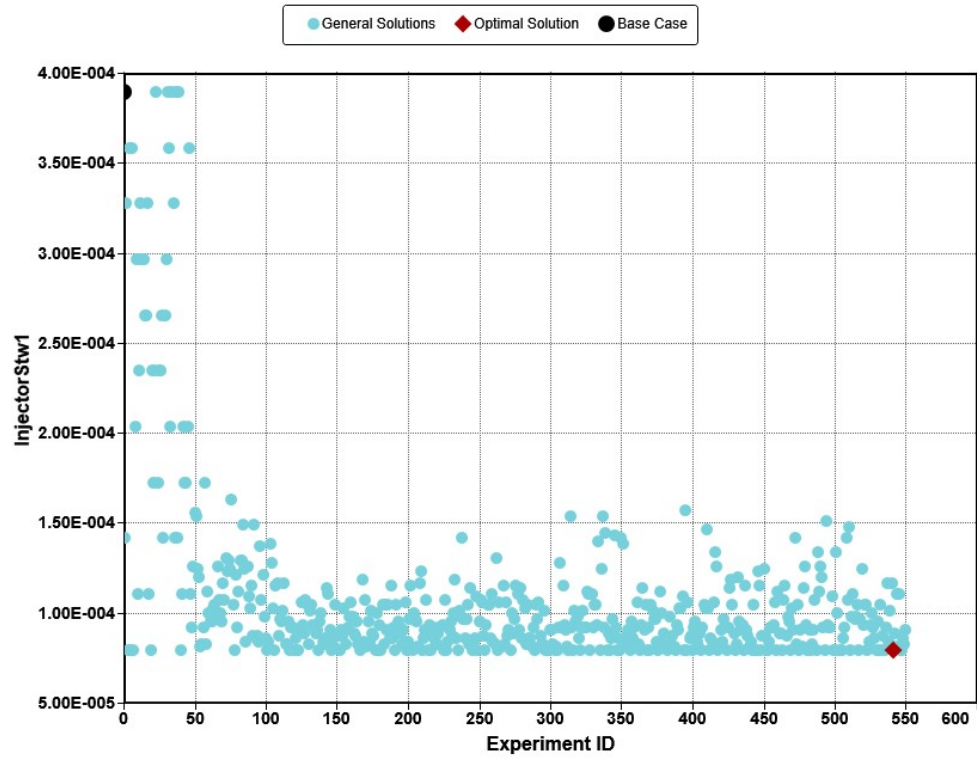


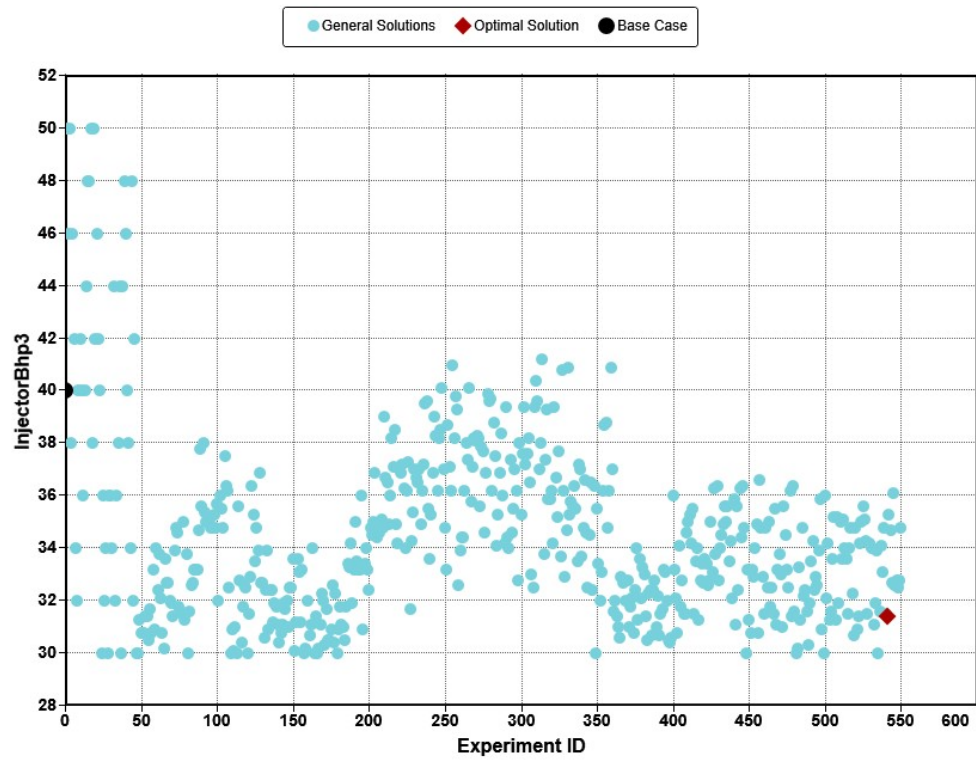
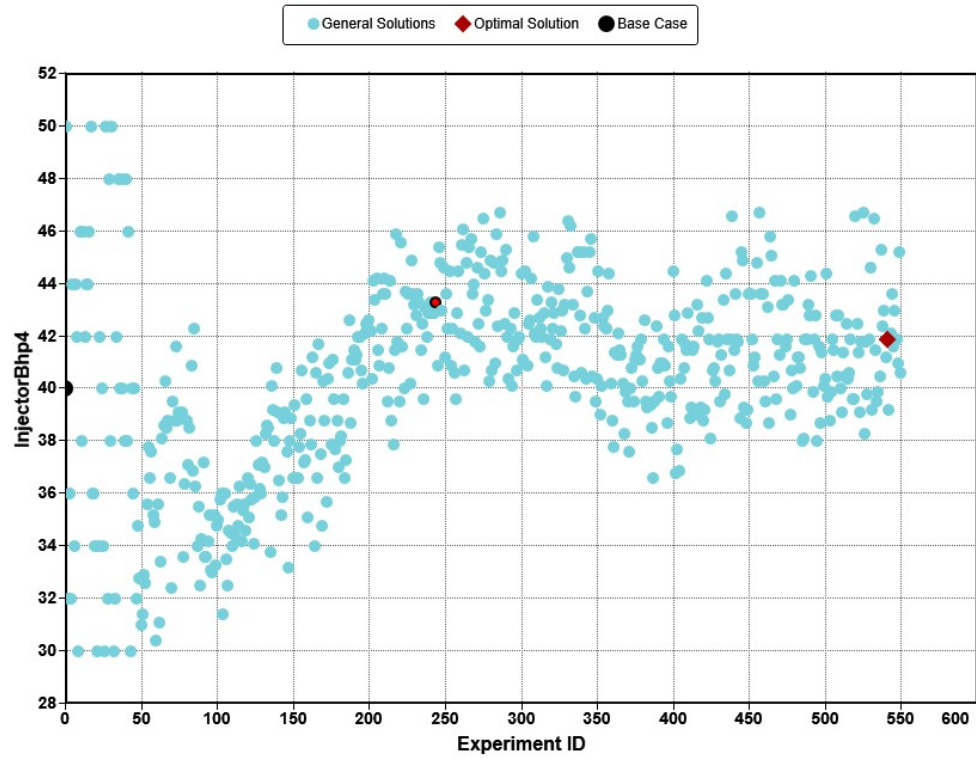


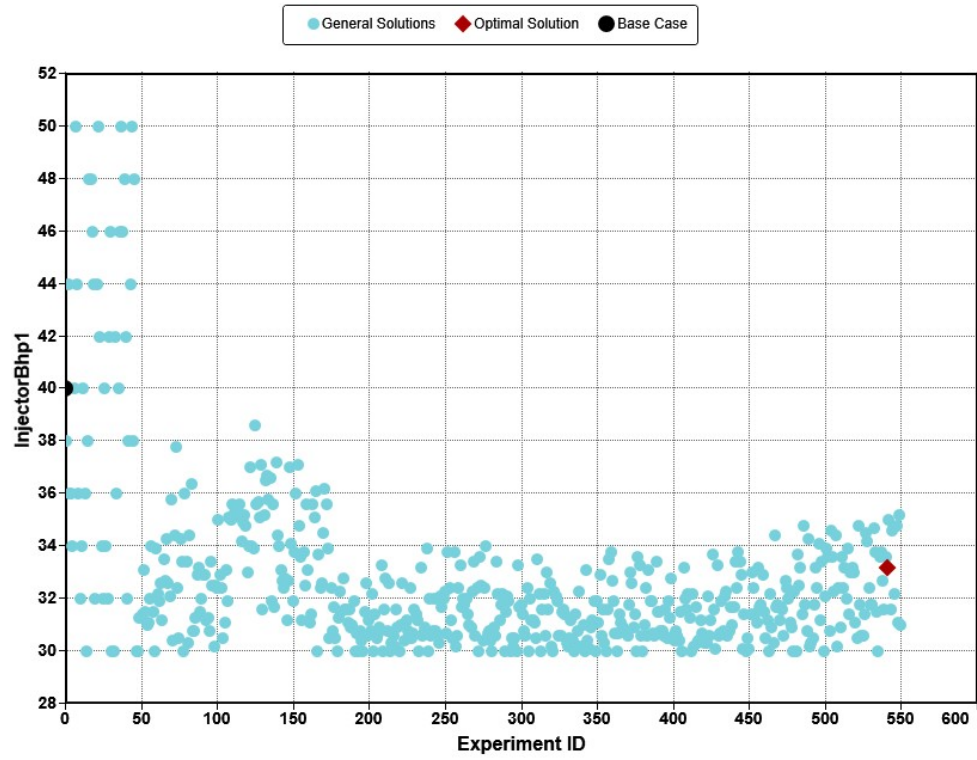
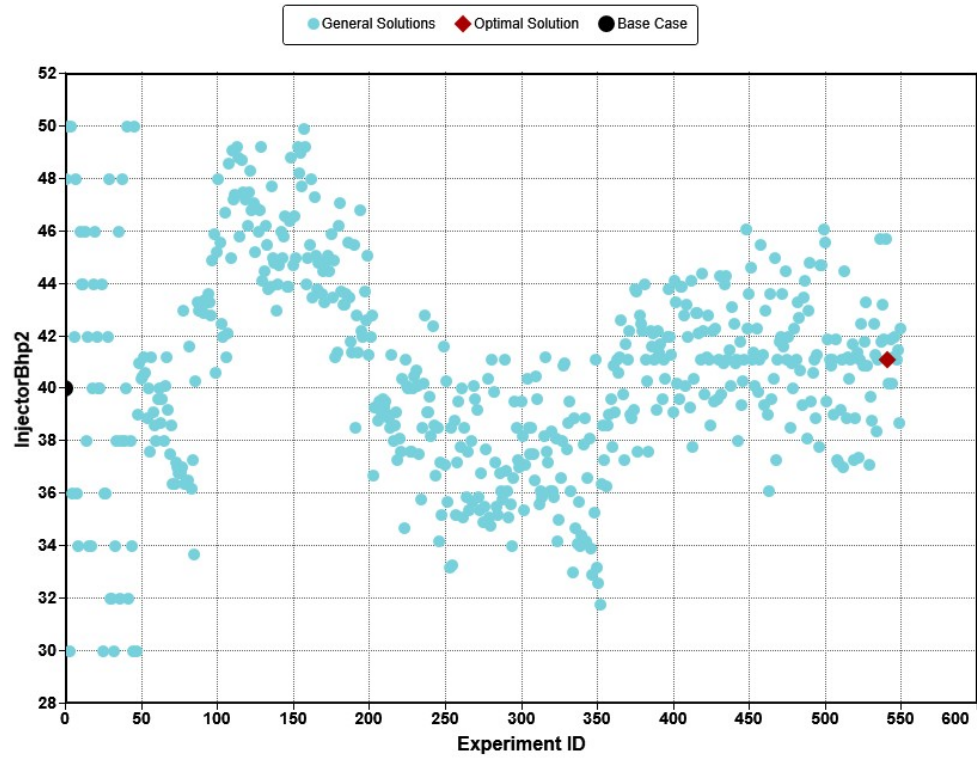
12 ANEXO A – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE SOLUCAO ASP

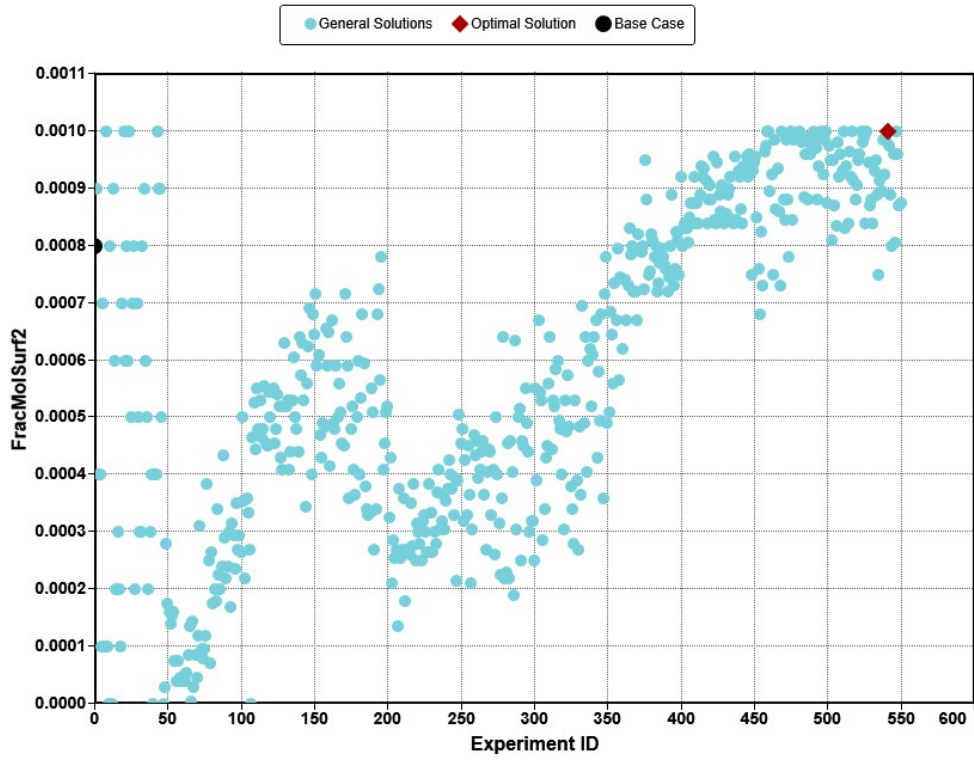
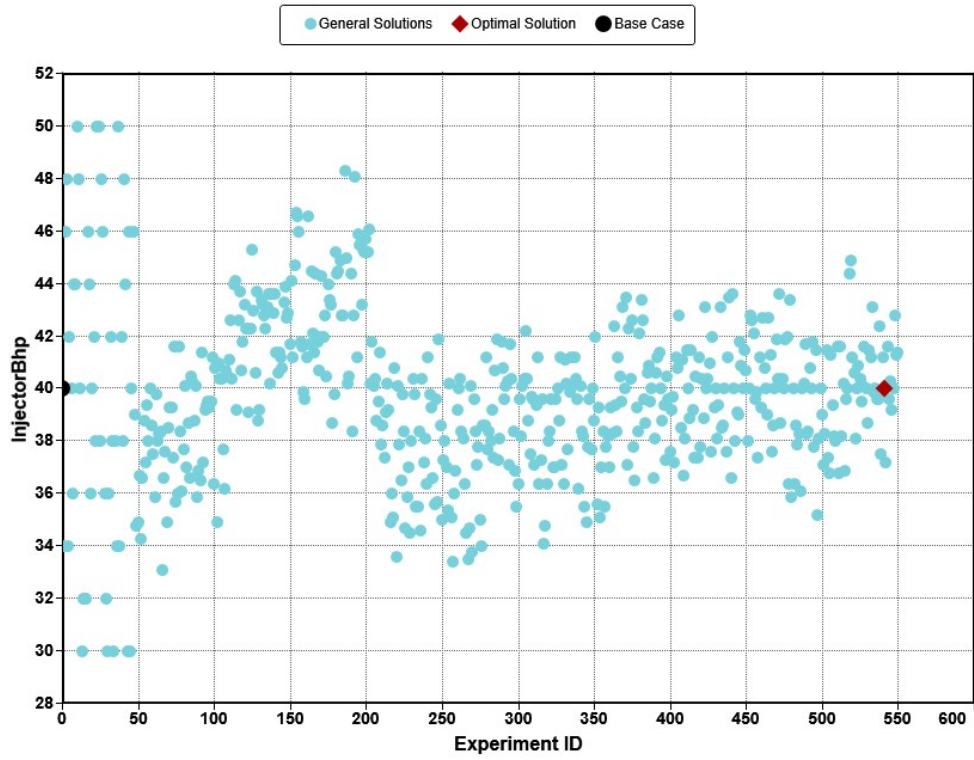


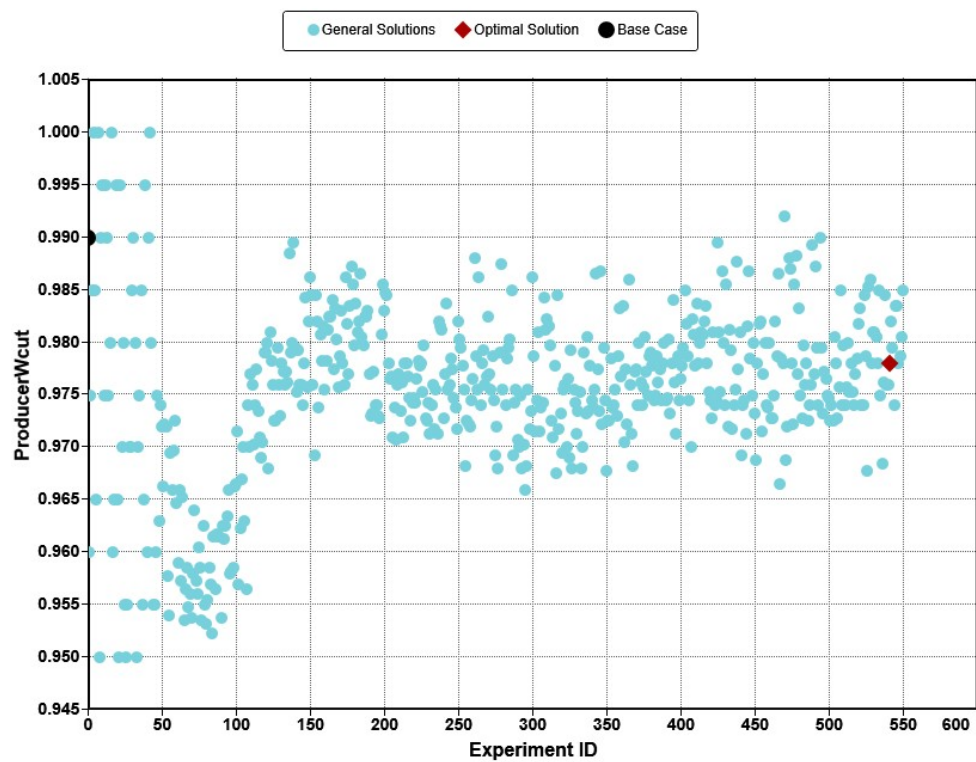
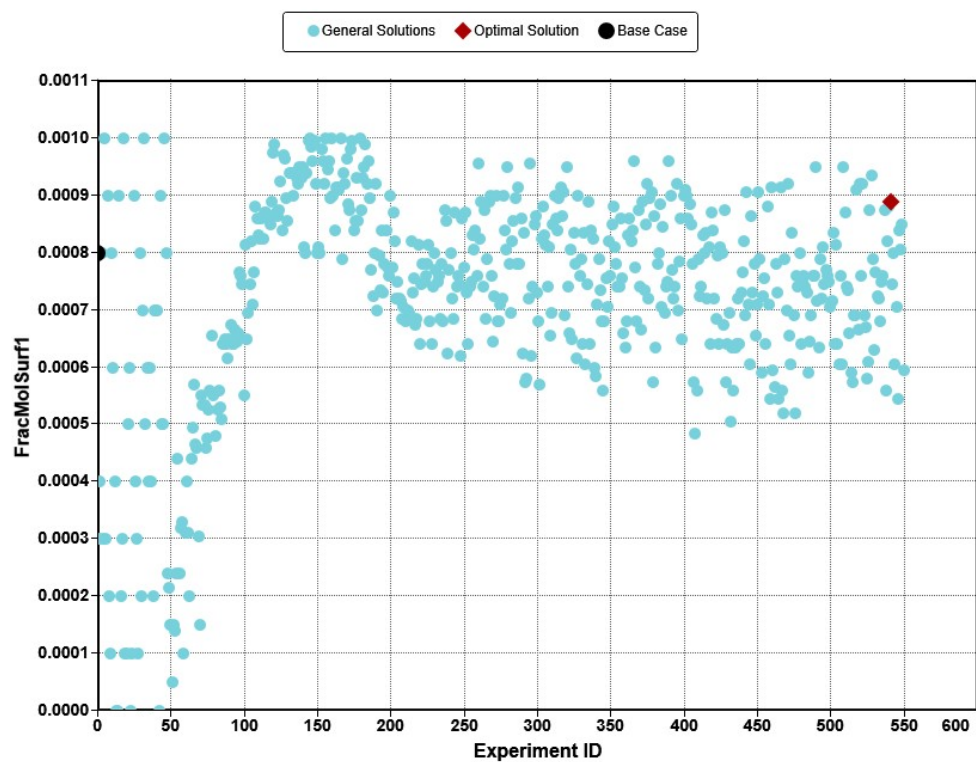


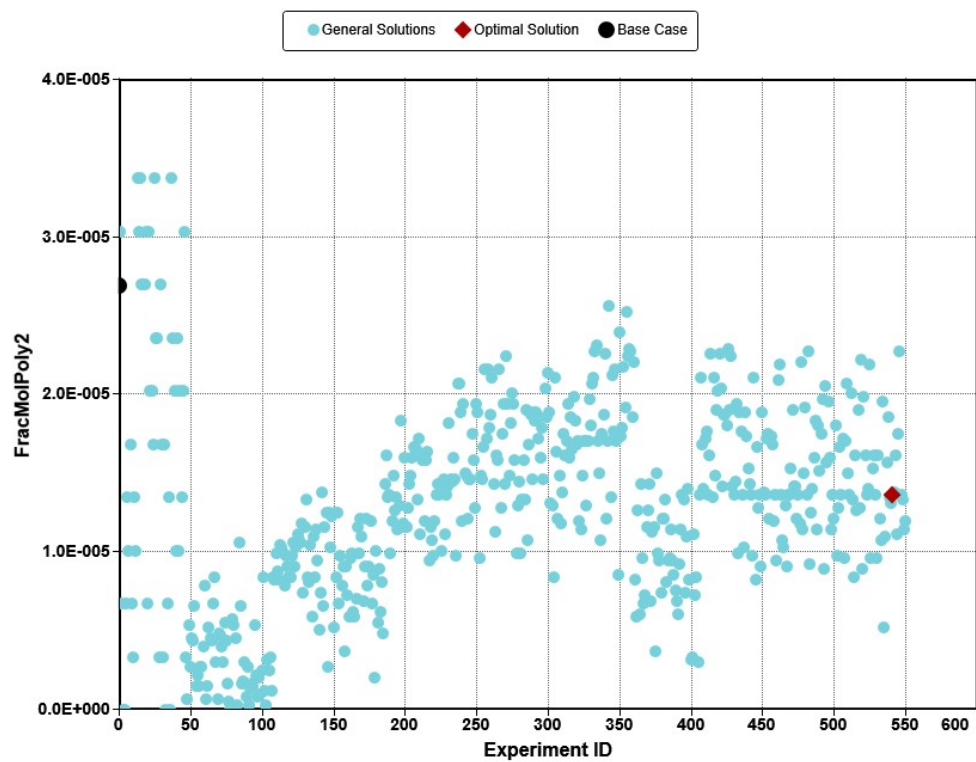
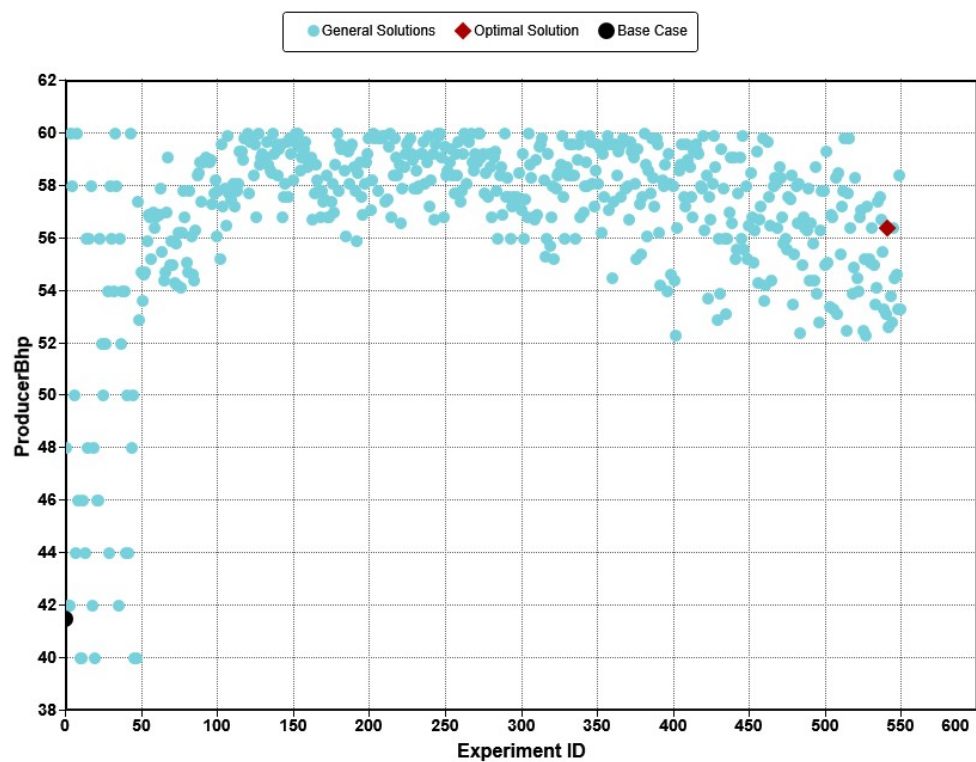












13 APENDICE A – ARQUIVO TEMPLATE

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

*RUN

*TIME 0

*DTWELL 0.0025

*WELL 1 'INJTR' ** Well list

*WELL 2 'PRODN'

*PRODUCER 'PRODN'

*OPERATE *BHP 101.1

**OPERATE *BHP 101.3

** GEOMETRY *J .11 .3687 1 0 ** rw,cc,ff,ss

*GEOMETRY *I .11 .3687 1 0 ** rw,cc,ff,ss

*PERF *TUBE-END 'PRODN' ** i j k

80 1 1 1.0

*INJECTOR 'INJTR' **MOBWEIGHT

** INJECT NaCO3 SLUG

** Inject the following eq/L, conversion factor is mol/#eq x 0.018 L/mol

**COMPNAME	'WATER'	'SURF'	'POLYMER'	'CALCIUM'	'Mg'	'CO3'
'Na'	'H'	'Acid' 'CHLORIDE'	'OIL'			
**		0.0	0.0	.0027	0.003	0.094
	0.1043	111.043	0.0 0.059	0.0		

**COMPNAME	'WATER'	'SURF'	'POLYMER'	'CALCIUM'	'Mg'	'CO3'
'Na'	'H'	'Acid' 'CHLORIDE'	'OIL'			
**	-----	-----	-----	-----	---	-----
----	----					

*INCOMP WATER	.9961633	0.0	0.0	2.43e-5	2.7e-5	8.46e-4
	1.8774e-3	0.0	0.0	1.062e-3	0.0	

*OPERATE *STW 3.9e-4

*PERF TUBE-END 'INJTR' ** i j k wi

1 1 1 1.1

*TIME .0625

*TIME .125

*TIME .1875

*TIME .25

*TIME .3125

*TIME .375

*TIME .4375

*TIME .4786

DTWELL 0.0025 **INJECT different NaCO3 SLUG with high salinity

*INJECTOR 'INJTR' **MOBWEIGHT

**COMPNAME	'WATER'	'SURF'	'POLYMER'	'CALCIUM'	'Mg'	'CO3'
'Na'	'H'	'Acid' 'CHLORIDE'	'OIL'			
**	-----	-----	-----	-----	---	---
----	----					
*INCOMP WATER	.990573	0.0	0.0	3.02e-5	8.55e-6	4.68e-5
4.657e-3	0.0	0.0	4.685e-3 0.0			

*OPERATE *STW 3.9e-4

*TIME .5

*TIME .5625

*TIME .6786

** INJECT the SURFACTANT/POLYMER-low sal SLUG, .02 volume frac of surf, conversion factor is (.018 L/mol water)/(.427 L/mol surf)

*INJECTOR 'INJTR' **MOBWEIGHT

**COMPNAME	'WATER'	'SURF'	'POLYMER'	'CALCIUM'	'Mg'	'CO3'
'Na'	'H'	'Acid' 'CHLORIDE'	'OIL'			
**	-----	-----	-----	-----	---	---
----	----					
*INCOMP WATER	.990809	0.000843 2.7e-6	3.02e-5	8.55e-6	2.764e-3	
5.476e-3	0.0	0.0	7.02e-5	0.0		

*OPERATE *STW 3.9e-4

*TIME .75

*TIME .8125

*TIME .875

*TIME .9375

*TIME 0.9886

** INJECT the POLYMER-low sal SLUG,

*INJECTOR 'INJTR' **MOBWEIGHT

*INCOMP WATER	.996726	0.0	2.7e-6	3.02e-5	8.55e-6	4.68e-5
1.58e-3	0.0	0.0	1.61e-3	0.0		

*OPERATE *STW 3.9e-4

*TIME 1 ** 1 DAY

*TIME 1.5

*TIME 2.0

*TIME 2.0386

** INJECT the POLYMER-low sal SLUG,

*INJECTOR 'INJTR' **MOBWEIGHT

*INCOMP WATER	.995617	0.0	0.0	2.43e-5	2.7e-5	8.46e-4
1.877e-3	0.0	0.0	1.06e-3	0.0		

*OPERATE *STW 3.9e-4

*TIME 3.0

*TIME 3.5

*TIME 3.7386

14 APENDICE A – ARQUIVO INJEÇÃO DE AGUA

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

*RUN

*TIME 0

*DTWELL 0.0025

**

** *WELL 1 'INJTR' ** Well list

**

WELL 'INJTR'

** *WELL 2 'PRODN'

**

WELL 'PRODN'

PRODUCER 'PRODN'

OPERATE MIN BHP 41.5 CONT REPEAT

MONITOR WCUT 0.99 SHUTIN

** rad geofac wfrac skin

GEOMETRY I 0.11 0.3687 1.0 0.0

PERF TUBE-END 'PRODN'

** UBA ff Status Connection

80 1 1 1.0 OPEN FLOW-TO 'SURFACE'

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.9961633 0.0 0.0 2.43e-05 2.7e-05 0.000846 0.0018774 0.0 0.0 0.001062 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

** rad geofac wfrac skin

GEOMETRY I 0.11 0.3687 1.0 0.0

PERF TUBE-END 'INJTR'

** UBA ff Status Connection

1 1 1 1.1 OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'

*TIME .0625

*TIME .125

*TIME .1875

*TIME .25

*TIME .3125

*TIME .375

*TIME .4375

*TIME .4786

DTWELL 0.0025 **INJECT different NaCO3 SLUG with high salinity

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.990572455 0.0 0.0 3.01999834e-05 8.5499953e-06 4.67999743e-05 0.00465699744 0.0 0.0
0.00468499742 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME .5

*TIME .5625

*TIME .6786

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.991644014 0.0 0.0 3.02254513e-05 8.55720559e-06 0.00276632939 0.00548061495 0.0 0.0
7.02591617e-05 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME .75

*TIME .8125

*TIME .875

*TIME .9375

*TIME 0.9886

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.996724455 0.0 0.0 3.01999532e-05 8.54998675e-06 4.67999275e-05 0.00157999755 0.0 0.0
0.0016099975 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME 1 ** 1 DAY

*TIME 1.5

*TIME 2.0

*TIME 2.0386

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.995617 0.0 0.0 2.43e-05 2.7e-05 0.000846 0.001877 0.0 0.0 0.00106 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME 3.0

*TIME 3.5

*TIME 3.7386

15 APENDICE A – ARQUIVO INJEÇÃO DE POLIMEROS

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

*RUN

*TIME 0

*DTWELL 0.0025

**

** *WELL 1 'INJTR' ** Well list

**

WELL 'INJTR'

** *WELL 2 'PRODN'

**

WELL 'PRODN'

PRODUCER 'PRODN'

OPERATE MIN BHP 41.5 CONT REPEAT

MONITOR WCUT 0.99 SHUTIN

** rad geofac wfrac skin

GEOMETRY I 0.11 0.3687 1.0 0.0

PERF TUBE-END 'PRODN'

** UBA ff Status Connection

80 1 1 1.0 OPEN FLOW-TO 'SURFACE'

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.9961633 0.0 0.0 2.43e-05 2.7e-05 0.000846 0.0018774 0.0 0.0 0.001062 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

** rad geofac wfrac skin

GEOMETRY I 0.11 0.3687 1.0 0.0

PERF TUBE-END 'INJTR'

** UBA ff Status Connection

1 1 1 1.1 OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'

*TIME .0625

*TIME .125

*TIME .1875

*TIME .25

*TIME .3125

*TIME .375

*TIME .4375

*TIME .4786

DTWELL 0.0025 **INJECT different NaCO3 SLUG with high salinity

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.990572455 0.0 0.0 3.01999834e-05 8.5499953e-06 4.67999743e-05 0.00465699744 0.0 0.0
0.00468499742 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME .5

*TIME .5625

*TIME .6786

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.99161724 0.0 2.6999271e-05 3.02246352e-05 8.55697455e-06 0.0027662547 0.00548046698 0.0
0.0 7.02572647e-05 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME .75

*TIME .8125

*TIME .875

*TIME .9375

*TIME 0.9886

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.996697544 0.0 2.6999271e-05 3.01991378e-05 8.54975591e-06 4.67986639e-05 0.00157995489
0.0 0.0 0.00160995403 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME 1 ** 1 DAY

*TIME 1.5

*TIME 2.0

*TIME 2.0386

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.995617 0.0 0.0 2.43e-05 2.7e-05 0.000846 0.001877 0.0 0.0 0.00106 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME 3.0

*TIME 3.5

*TIME 3.7386

16 APENDICE A – ARQUIVO INJEÇÃO DE SURFACTANTES

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

*RUN

*TIME 0

*DTWELL 0.0025

**

** *WELL 1 'INJTR' ** Well list

**

WELL 'INJTR'

** *WELL 2 'PRODN'

**

WELL 'PRODN'

PRODUCER 'PRODN'

OPERATE MIN BHP 41.5 CONT REPEAT

MONITOR WCUT 0.99 SHUTIN

** rad geofac wfrac skin

GEOMETRY I 0.11 0.3687 1.0 0.0

PERF TUBE-END 'PRODN'

** UBA ff Status Connection

80 1 1 1.0 OPEN FLOW-TO 'SURFACE'

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.9961633 0.0 0.0 2.43e-05 2.7e-05 0.000846 0.0018774 0.0 0.0 0.001062 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

** rad geofac wfrac skin

GEOMETRY I 0.11 0.3687 1.0 0.0

PERF TUBE-END 'INJTR'

** UBA ff Status Connection

1 1 1 1.1 OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'

*TIME .0625

*TIME .125

*TIME .1875

*TIME .25

*TIME .3125

*TIME .375

*TIME .4375

*TIME .4786

DTWELL 0.0025 **INJECT different NaCO3 SLUG with high salinity

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.990572455 0.0 0.0 3.01999834e-05 8.5499953e-06 4.67999743e-05 0.00465699744 0.0 0.0
0.00468499742 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME .5

*TIME .5625

*TIME .6786

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.990851333 0.000799360511 0.0 3.02012903e-05 8.5503653e-06 0.0027641181 0.00547623396 0.0
0.0 7.02029993e-05 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME .75

*TIME .8125

*TIME .875

*TIME .9375

*TIME 0.9886

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.995927713 0.000799360512 0.0 3.01758126e-05 8.54315223e-06 4.67625175e-05 0.00157873456
0.0 0.0 0.00160871053 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME 1 ** 1 DAY

*TIME 1.5

*TIME 2.0

*TIME 2.0386

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.995617 0.0 0.0 2.43e-05 2.7e-05 0.000846 0.001877 0.0 0.0 0.00106 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME 3.0

*TIME 3.5

*TIME 3.7386

17 APENDICE A – ARQUIVO INJEÇÃO DE SOLUÇÃO ASP

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

*RUN

*TIME 0

*DTWELL 0.0025

**

** *WELL 1 'INJTR' ** Well list

**

WELL 'INJTR'

** *WELL 2 'PRODN'

**

WELL 'PRODN'

PRODUCER 'PRODN'

OPERATE MIN BHP 41.5 CONT REPEAT

MONITOR WCUT 0.99 SHUTIN

** rad geofac wfrac skin

GEOMETRY I 0.11 0.3687 1.0 0.0

PERF TUBE-END 'PRODN'

** UBA ff Status Connection

80 1 1 1.0 OPEN FLOW-TO 'SURFACE'

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.9961633 0.0 0.0 2.43e-05 2.7e-05 0.000846 0.0018774 0.0 0.0 0.001062 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

** rad geofac wfrac skin

GEOMETRY I 0.11 0.3687 1.0 0.0

PERF TUBE-END 'INJTR'

** UBA ff Status Connection

1 1 1 1.1 OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'

*TIME .0625

*TIME .125

*TIME .1875

*TIME .25

*TIME .3125

*TIME .375

*TIME .4375

*TIME .4786

DTWELL 0.0025 **INJECT different NaCO3 SLUG with high salinity

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.990572455 0.0 0.0 3.01999834e-05 8.5499953e-06 4.67999743e-05 0.00465699744 0.0 0.0
0.00468499742 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME .5

*TIME .5625

*TIME .6786

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.990824581 0.000799360512 2.69776889e-05 3.02004748e-05 8.55013444e-06 0.00276404347
0.00547608611 0.0 0.0 7.02011038e-05 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME .75

*TIME .8125

*TIME .875

*TIME .9375

*TIME 0.9886

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.995900824 0.000799360512 2.69776889e-05 3.01749978e-05 8.54292157e-06 4.67612549e-05
0.00157869194 0.0 0.0 0.0016086671 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME 1 ** 1 DAY

*TIME 1.5

*TIME 2.0

*TIME 2.0386

INJECTOR UNWEIGHT 'INJTR'

INCOMP WATER 0.995617 0.0 0.0 2.43e-05 2.7e-05 0.000846 0.001877 0.0 0.0 0.00106 0.0

OPERATE MAX STW 0.00039 CONT REPEAT

MONITOR MIN BHP 40.0 SHUTIN

*TIME 3.0

*TIME 3.5

*TIME 3.7386



Comparação da Injeção de surfactantes, polímeros e solução ASP pela configuração de poços line drive

Bernardo Sivieri de Faveri

Orientador: Marcio Augusto Sampaio Pinto

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 – Trabalho de Formatura para Engenharia de Petróleo II
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP. Template versão 2018v11.

Resumo

A otimização da produção do reservatório pode ser feita através dos métodos de recuperação de petróleo. Estes métodos podem ser primários, secundários ou avançados (EOR). Neste trabalho serão abordados os métodos de recuperação avançada de injeção de surfactantes, polímeros e solução Álcali-Surfactante-Polímero (ASP). A injeção de surfactantes atua na diminuição da tensão interfacial entre a água e o óleo, a injeção de polímeros no aumento da viscosidade da água e a injeção da solução ASP atua em sequência tanto diminuindo a tensão interfacial entre a água e o óleo com o álcali e surfactante como também no aumento da viscosidade da água com o polímero em solução. Estes métodos de EOR serão comparados através de simulações em um modelo template, utilizando uma configuração de poços do tipo line drive no software da CMG. É esperado obter como resultado o melhor método de EOR dado o modelo utilizado, tendo em mente uma comparação do acréscimo do Valor Presente Líquido, analisando também a produção de óleo, bem como a produção e injeção de água.

Abstract

Reservoir optimization can be done through oil recovery methods. These methods can be primary, secondary or enhanced (EOR). In this work enhanced oil recovery methods known as surfactant flooding, polymers flooding, and Alkaline Surfactant Polymer flooding will be studied. Surfactant flooding diminishes the surface tension between water and oil. Polymer flooding increases the water viscosity. ASP flooding performs the same way as both flooding methods mentioned in sequence with the addition of an alkaline chemical. The subject of this work is to compare the mentioned EOR methods above. For this purpose, reservoir simulations will be done using the CMG software. The reservoir model to be used is a template and the well pattern will be a line drive. It is expected to obtain the best EOR method for this well pattern comparing the increase in the Net Present Value, considering the oil production, as well reduction on water injection and production.

1. Introdução

Um dos métodos de otimização do valor presente líquido de um modelo de reservatório é decisão de qual método de recuperação a ser utilizado. Existe a possibilidade que somente a recuperação primária seja o modelo otimizado, onde a energia contida dentro do reservatório é suficiente para produzir óleo, porém também existe a possibilidade de que novos métodos de recuperação sejam analisados para se obter o melhor VPL. Os demais métodos de recuperação são conhecidos como recuperação secundária e recuperação terciária ou avançados.

Os métodos de recuperação secundária podem ser utilizados antes mesmo da energia do reservatório ter sido esgotada pela recuperação primária. Dentro os métodos conhecidos está presente a injeção convencional de água que será estudada neste trabalho. A injeção de água atua varrendo o óleo desde a

região do poço injetor até o poço produtor, entretanto existe muito óleo residual que por fenômenos físicos e químicos não é acessível pela água injetada. Mesmo após a recuperação secundária ainda existe um óleo residual dentro do reservatório que pode representar de 50% a 55% do volume de óleo in situ (VOIP) (DRUETTA e PICCHIONI, 2020). Para alcançar este óleo residual são utilizados os métodos de recuperação avançada.

A recuperação avançada atua principalmente modificando uma ou mais propriedades do reservatório e do fluido de injeção, podendo tanto ser térmico, químico e biológico. Neste trabalho serão estudados três métodos de recuperação avançada químicos: a injeção de polímeros que atua suplementando a injeção de água, aumentando a viscosidade da água injetada e conata de modo a aumentar a taxa de mobilidade do óleo em relação à água; a injeção de surfactantes que diminui a tensão interfacial entre a água e o óleo, eliminando as forças capilares que prendiam o óleo residual; e por fim a injeção de solução ASP que atua como uma combinação dos compostos anteriores juntamente com compostos alcalinos.

2. Metodologia

O modelo de reservatório *template* utilizado foi do próprio software da CMG STARS. O modelo é um grid com as dimensões 80x1x1 como visto na figura 1.

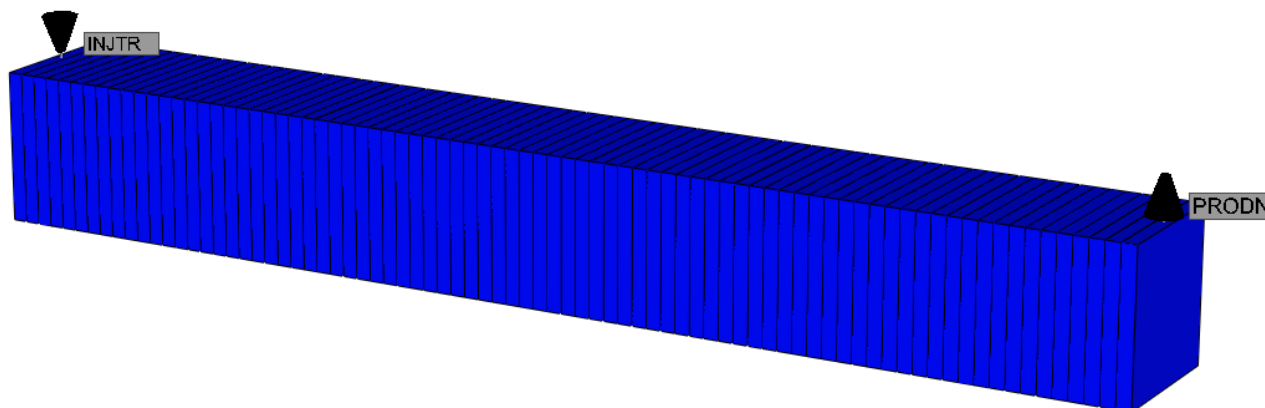


Figura 1. Template de reservatório.

Para as simulações serão utilizados três softwares da Computer Modeling Group Ltd (CMG®), sendo o primeiro o software Builder para modificar o próprio reservatório *template* utilizado, o segundo o software STARS para simular a produção de óleo com as restrições iniciais inseridas no Builder e por fim o software CMOST para otimizar os valores iniciais e também o VPL. Na Figura 2 têm-se o fluxograma de trabalho.

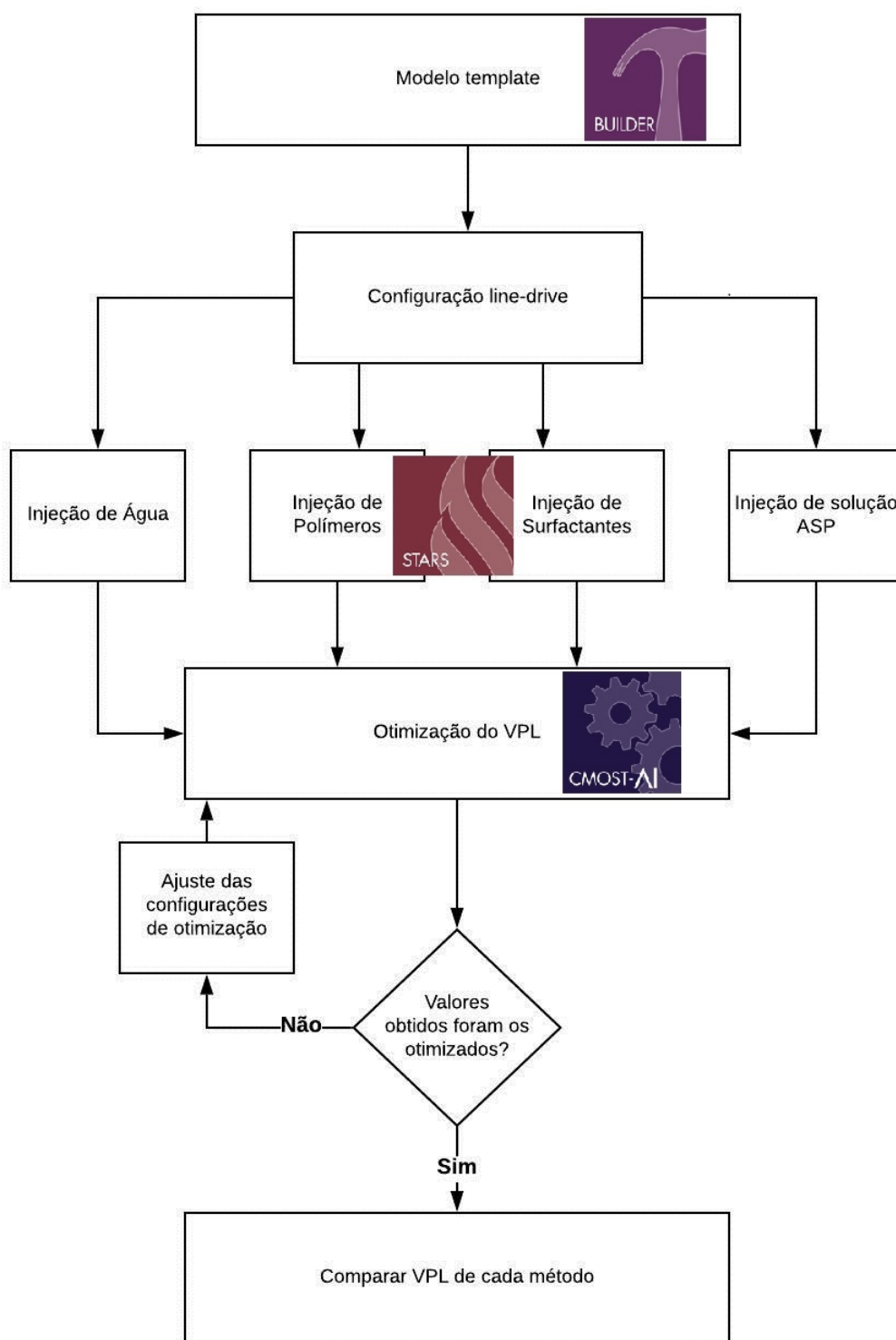


Figura 2 Fluxograma de trabalho.

Serão simulados quatro métodos de recuperação: injeção convencional de água (caso base), injeção de polímero, injeção de surfactantes e injeção de solução álcali-surfactante-polímero. As primeiras simulações são feitas com restrições nos poços produtores e injetores como visto nas tabela 1 e 2.

Tabela 1. Restrições iniciais e range de otimização do poço produtor.

Poço produtor		
Parâmetro	Valor	Variação para otimização
BHP [KPa]	Mín. 41.5	40 – 60
Water – cut [%]	Shut-in 99	95 - 100

Tabela 2. Restrições iniciais e range de otimização do poço injetor.

Poço injetor		
Parâmetro	Valor	Variação para otimização
BHP [KPa]	Mín. 40	30 – 50
STW [m³/dia]	Máx. 0.00039	0.00008 - 0.00039
Polímeros [Fração Molar]	0.00000272503847	0 - 0.000003750
Surfactantes [Fração Molar]	0.0008	0 - 0.001

As restrições serão otimizadas para obter o melhor valor presente líquido de cada método e serão analisadas em cinco datas diferentes descritas na Tabela 3.

Tabela 3. Datas da simulação.

Tempo	Data	Evento
0	01/01/1901 00:00	Início da simulação
1	01/01/1901 12:00	Re-injeção da água com diferentes frações molares para os componentes da água tratada.
2	01/01/1901 16:00	Início da injeção de surfactante ou polímeros, dado o caso sendo estudado.
3	02/01/1901 00:00	Re-injeção de surfactante ou polímeros, dado o caso sendo estudado.
4	03/01/1901 00:00	Re-injeção da água com diferentes frações molares para os componentes da água tratada.

O cálculo do VPL é dado pela fórmula a seguir e a conta é feita pelo próprio software CMOST:

$$VPL = \sum_{t=1}^t \frac{(Q_{\text{óleo}} * P_{\text{óleo}} - Q_{\text{ia}} * C_{\text{ia}} - Q_{\text{pa}} * C_{\text{pa}} - Q_{\text{s,p,asp}} * C_{\text{s,p,asp}}) * F}{(1 + i)^t}$$

Onde $Q_{\text{óleo}}$ é a quantidade de óleo produzida, $P_{\text{óleo}}$ é o preço do óleo, Q_{ia} é a quantidade de água injetada, C_{ia} o custo de injeção de água, Q_{pa} é o custo de água produzida, C_{pa} é o custo de produção de água, $Q_{\text{s,p,asp}}$ a quantidade de surfactante ou polímero ou solução ASP injetada e $C_{\text{s,p,asp}}$ seus respectivos custos, i a taxa de desconto anual e por fim F o fator de conversão de m³ para bbl. Para o cálculo do VPL foi utilizado um fator de multiplicação de 10⁶ dado que os valores de produção de óleo e injeção e produção de água para o *template* são muito baixos.

3. Resultados

3.1. Injeção convencional de água

A simulação para a injeção de água obteve os valores de corte de água e corte de óleo da Figura 3.

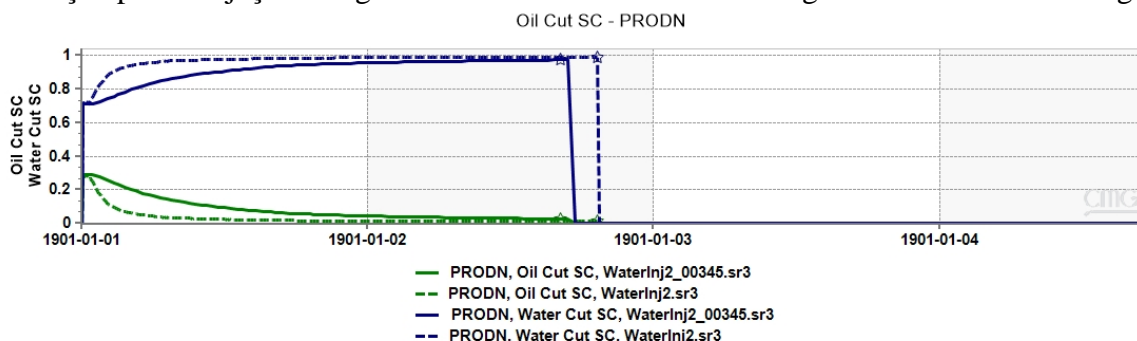


Figura 3. Corte de água e óleo da injeção convencional de água antes e depois da otimização.

Percebe-se que antes mesmo da metade das datas utilizadas para simulação houve shut-in do poço produtor dado que o valor de corte de água atingiu seu limite.

Após as simulações no software CMOST o valor máximo de VPL é dado por $\$726.36 \times 10^{-6}$, visto na Figura 4 e as novas restrições de uso são dadas nas Tabelas 4 e 5.

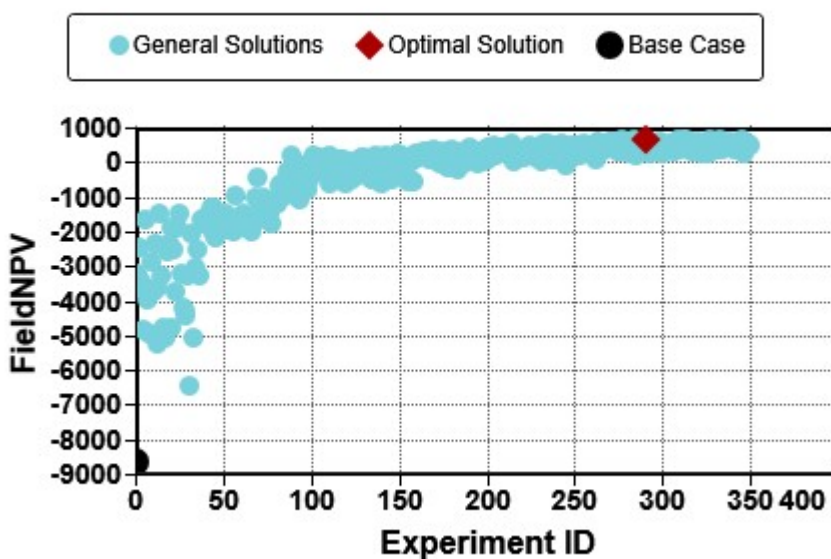


Figura 4. VPL máximo obtido para injeção de água.

Tabela 4. Restrições otimizadas do poço produtor para injeção de água.

Poço produtor	
Parâmetro	Valor
<i>BHP</i> [KPa]	57
<i>Water – cut</i> [%]	97.94

Tabela 5. Restrições otimizadas do poço injetor para injeção de água.

Poço injetor	
Parâmetro	Valor
BHP 0 [KPa]	37.8
BHP 1 [KPa]	50
BHP 2 [KPa]	39.1
BHP 3 [KPa]	45.2
BHP 4 [KPa]	42
STW 0 [m³/dia]	0.00008
STW 1 [m³/dia]	0.000130225
STW 2 [m³/dia]	0.00008
STW 3 [m³/dia]	0.00008
STW 4 [m³/dia]	0.00008

3.2. Injeção de polímeros

Na simulação para a injeção de polímeros observa-se já no gráfico de corte de água e óleo da Figura 5 que houve um aumento da produção de óleo assim que o polímero passou a ser injetado em conjunto à água.

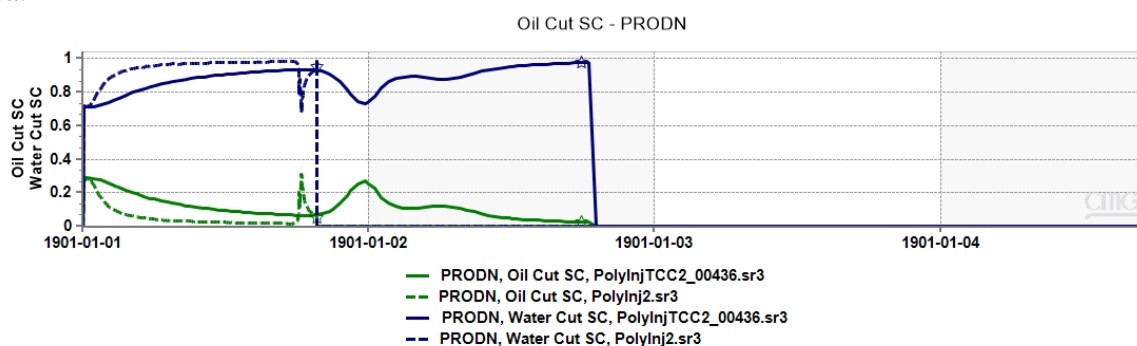


Figura 5. Corte de água e óleo da injeção de polímeros.

Após as simulações no software CMOST o valor máximo de VPL é dado por $\$2726,23 \times 10^{-6}$ dólares, visto na Figura 6 e as novas restrições de uso são dadas nas Tabela 6 e 7. Observa-se já um aumento muito grande no VPL utilizando a injeção de polímeros como método de recuração.

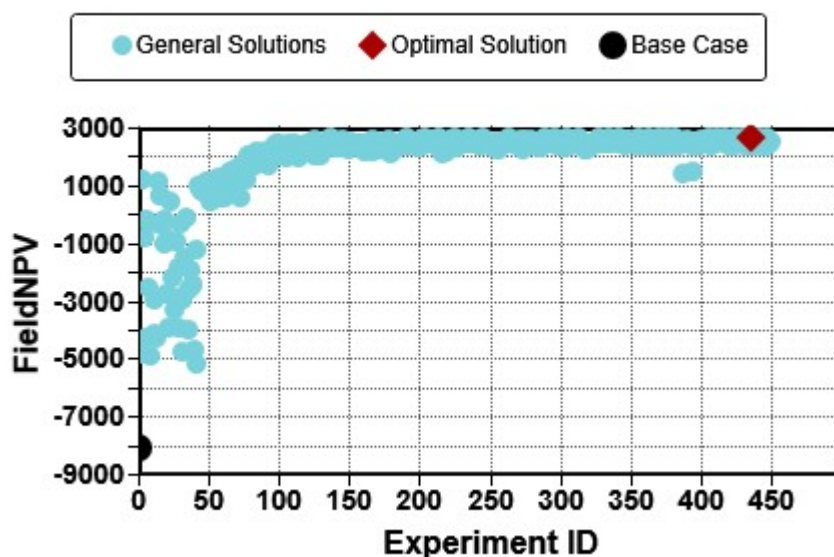


Figura 6. VPL máximo obtido para injeção de polímeros.

Tabela 6. Restrições otimizadas do poço produtor para injeção de polímeros.

Poço produtor	
Parâmetro	Valor
<i>BHP</i> [KPa]	51.875
<i>Water – cut</i> [%]	100

Tabela 7. Restrições otimizadas do poço produtor para injeção de polímeros.

Poço injetor	
Parâmetro	Valor
<i>BHP 0</i> [KPa]	36.2
<i>BHP 1</i> [KPa]	36.4
<i>BHP 2</i> [KPa]	38.7
<i>BHP 3</i> [KPa]	49.2
<i>BHP 4</i> [KPa]	41.5
<i>STW 0</i> [m ³ /dia]	0.00008
<i>STW 1</i> [m ³ /dia]	0.00008
<i>STW 2</i> [m ³ /dia]	0.00008
<i>STW 3</i> [m ³ /dia]	0.000178
<i>STW 4</i> [m ³ /dia]	0.00008
<i>Injeção de polímeros em 1</i> [Fração Molar]	0.000002092
<i>Injeção de polímeros em 2</i> [Fração Molar]	0.000001113

3.3. Injeção de surfactantes

É possível verificar que a injeção de surfactantes e a injeção convencional de água não aparentam ter uma grande diferença na produção de óleo como visto na Figura 7.

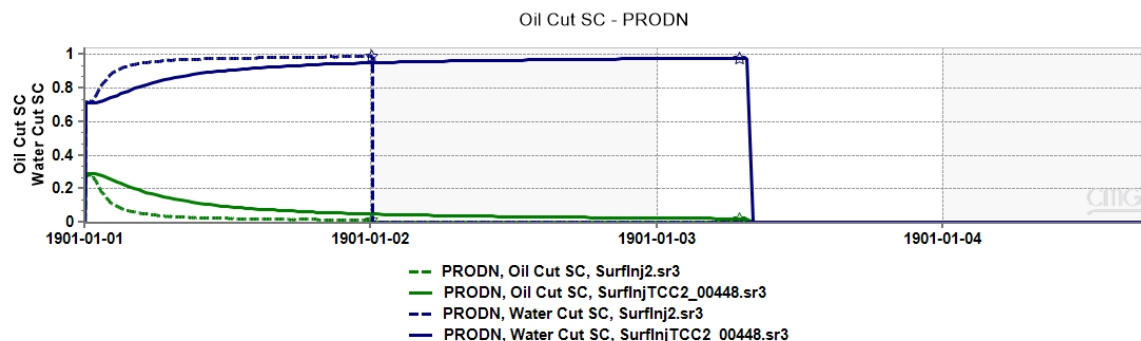


Figura 7. Corte de água e óleo da injeção de surfactantes.

Após as simulações no software CMOST o valor máximo de VPL é dado por $\$761.94 \times 10^{-6}$, visto na Figura 8 e as novas restrições de uso são dadas nas Tabelas 8 e 9.

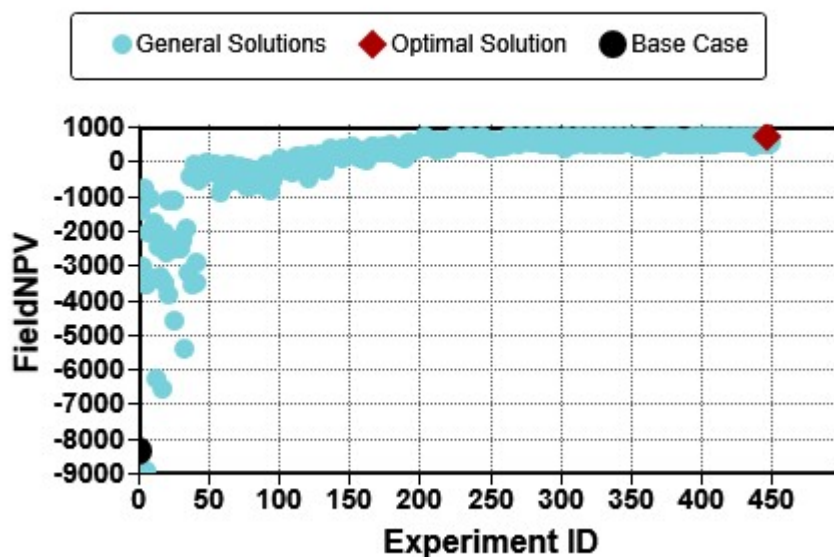


Figura 8. VPL máximo obtido para injeção de surfactantes.

Tabela 8. Restrições otimizadas do poço produtor para injeção de surfactantes.

Poço produtor	
Parâmetro	Valor
BHP [KPa]	56.4
Water – cut [%]	97.9

Tabela 9. Restrições otimizadas do poço injetor para injeção de surfactantes.

Poço injetor	
Parâmetro	Valor
BHP 0 [KPa]	39
BHP 1 [KPa]	33.6
BHP 2 [KPa]	43.2
BHP 3 [KPa]	45.4
BHP 4 [KPa]	33.6
STW 0 [m ³ /dia]	0.00008

STW 1 [m³/dia]	0.00008
STW 2 [m³/dia]	0.00008
STW 3 [m³/dia]	0.00008
STW 4 [m³/dia]	0.00008
Injeção de surfactantes em 1 [Fração Molar]	0.000455
Injeção de surfactantes em 2 [Fração Molar]	0.00076

3.4. Injeção de solução ASP

Do mesmo modo que a injeção de surfactantes obteve resultados parecidos com a injeção convencional de água, a injeção de solução ASP obteve resultados parecidos com a injeção de polímeros como visto na Figura 9.

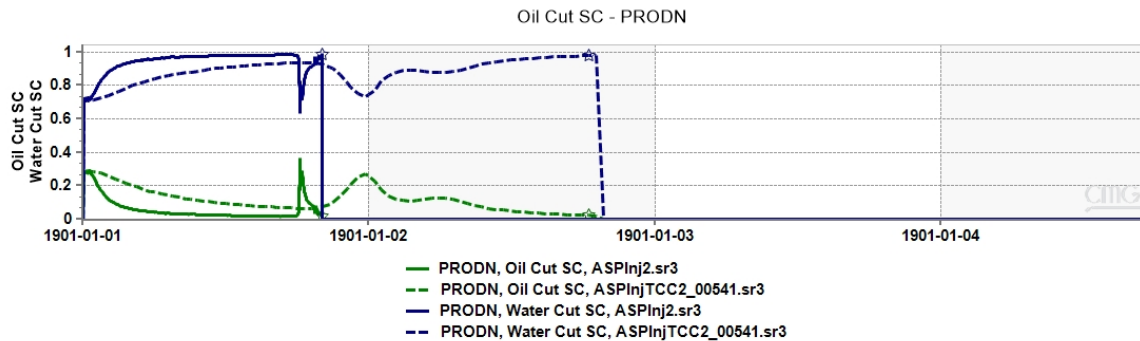


Figura 9. Corte de água e óleo da injeção de solução ASP.

Após as simulações no software CMOST o valor máximo de VPL é dado por \$2784,66 x 10⁻⁶ dólares, visto na Figura 10 e as novas restrições de uso são dadas nas Tabelas 10 e 11.

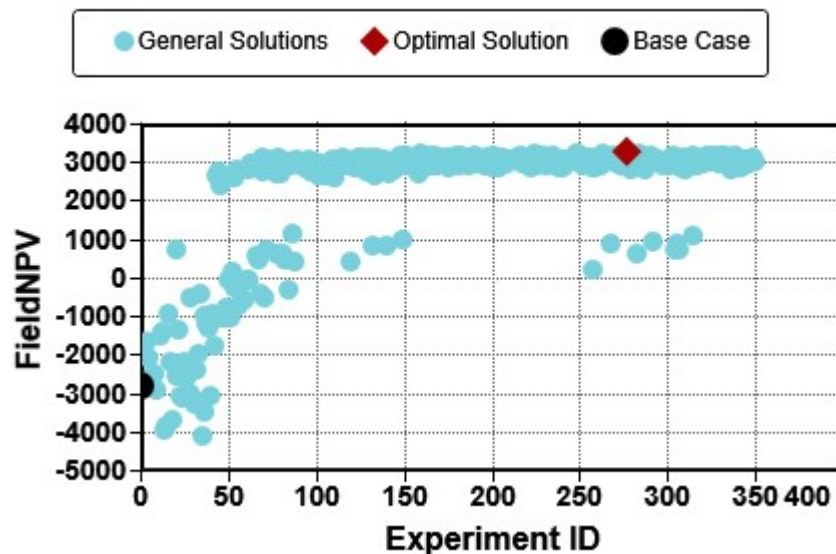


Figura 10. VPL máximo obtido para injeção de solução ASP.

Tabela 10. Restrições otimizadas do poço produtor para injeção de solução ASP.

Poço produtor	
Parâmetro	Valor
BHP [KPa]	51.875

Water – cut [%]	97.68
------------------------	-------

Tabela 11. Restrições otimizadas do poço injetor para injeção de solução ASP.

Poço injetor	
Parâmetro	Valor
BHP 0 [KPa]	40
BHP 1 [KPa]	33.2
BHP 2 [KPa]	41.1
BHP 3 [KPa]	31.4
BHP 4 [KPa]	41.9
STW 0 [m³/dia]	0.00008
STW 1 [m³/dia]	0.00008
STW 2 [m³/dia]	0.00008
STW 3 [m³/dia]	0.0001823
STW 4 [m³/dia]	0.00008
Injeção de polímeros em 1 [Fração Molar]	0.000020588
Injeção de polímeros em 2 [Fração Molar]	0.000013668
Injeção de surfactantes em 1 [Fração Molar]	0.00089
Injeção de surfactantes em 2 [Fração Molar]	0.001

3.5. Discussão dos resultados

Primeiramente comparando os VPLs para todos os casos de recuperação apresentada na Tabela 12, verifica-se que a injeção de solução ASP obteve resultados maiores, mas próximos da injeção de polímeros, enquanto a injeção de surfactantes obteve um resultado muito abaixo que os demais métodos de recuperação avançada, mas muito próximo da injeção convencional de água.

Tabela 12. Comparação dos VPLs para cada método de recuperação

Comparação VPL	
Varivável	Valor
Injeção convencional de água [USD]	\$726,36 x 10 ⁻⁶
Injeção de polímeros [USD]	\$2726,23 x 10 ⁻⁶
Injeção de surfactantes [USD]	\$761.94 x 10 ⁻⁶
Injeção de solução ASP [USD]	\$2784,66 x 10 ⁻⁶

Comparando ainda a produção de óleo cumulativa, injeção e produção de água cumulativo e corte de óleo nas Figuras 11, 12, 13 e 14 verifica-se que ocorreu o mesmo resultado. É possível verificar também na Figura 35 que não houve encerramento do poço injetor para injeção de fluídos entretanto a partir do shut-in nos quatro casos a injeção foi contínua e as retas são paralelas não houve uma alteração visível na comparação do VPL.

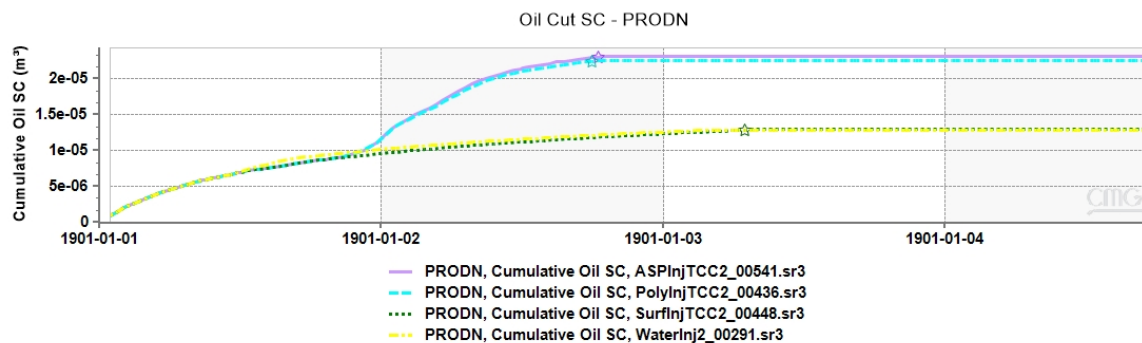


Figura 11. Gráfico de comparação da produção de óleo cumulativa para os métodos de recuperação estudados.

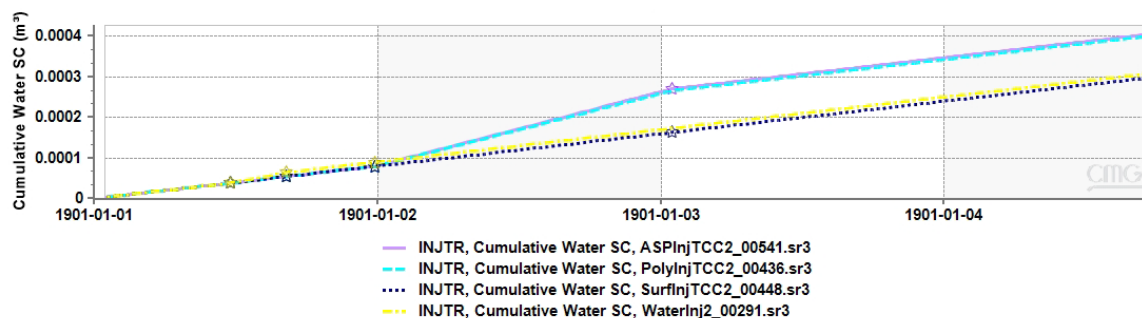


Figura 12. Gráfico de comparação da injeção de água cumulativa para os métodos de recuperação estudados.

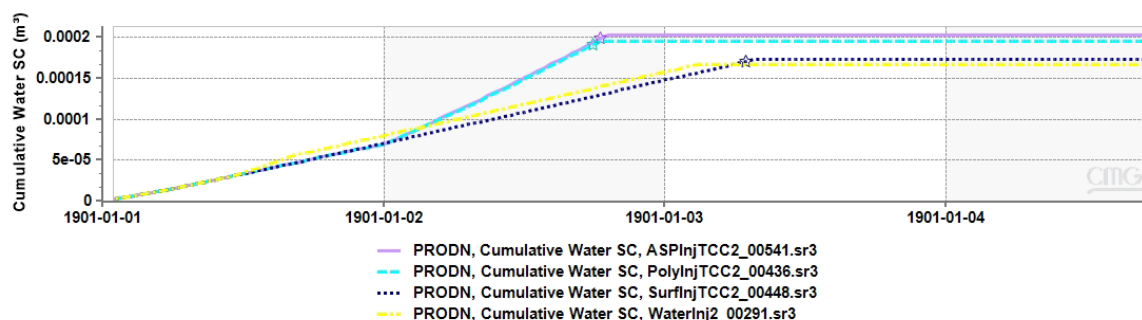


Figura 13. Gráfico de comparação da produção de água cumulativa para os métodos de recuperação estudados.

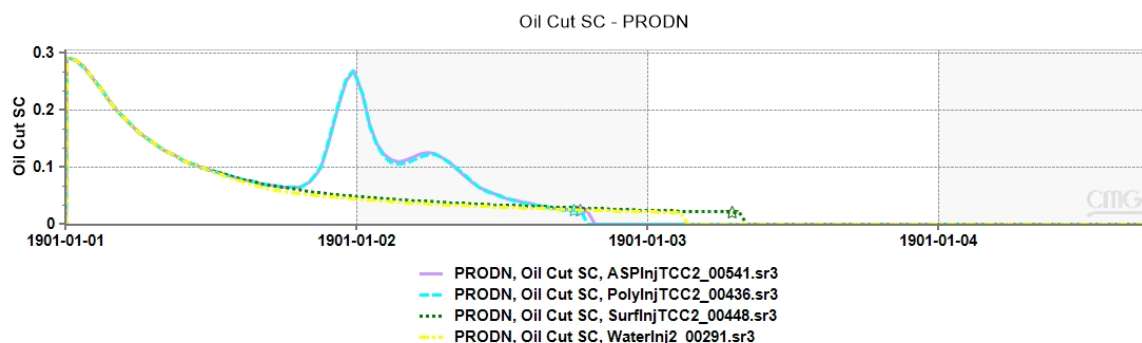


Figura 14. Gráfico de comparação do corte de óleo para os métodos de recuperação estudados.

4. Conclusão

O melhor VPL encontrado foi para a recuperação avançada de injeção de solução ASP, enquanto a injeção de polímeros esteve muito próxima do mesmo VPL. A injeção de surfactantes não obteve um VPL muito maior que a injeção convencional de água.

Grande parte do óleo residual que não foi produzido pela injeção de água foi produzido pela adição de polímeros à solução. Já a adição de surfactantes não aumentou muito além do óleo produzido pela injeção de água, mas prolongou o corte de óleo em pouco tempo. A ineficiência da adição de surfactantes pode ser justificada pelo tamanho do grid de dimensões 80x1x1, pelas simulações durarem pouco tempo, pela alta permeabilidade e principalmente pelo reservatório ser molhado à água.

Vale destacar ainda a importância do uso do software CMOST para otimização do VPL. Todos os casos bases simulados no software STARS estavam com um VPL negativo e após a otimização passaram a ter um VPL positivo.

5. Referências

- ADASANI, A. A.; BAI, B. Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria. SPE Journal, v. 79, n. 1-2, p. 10-24, Outubro 2011.
- AKBAR, M. et al. A Snapshot of Carbonate Reservoir Evaluation. **Oilfield Review**, Dezembro 2000. 20-41.
- AL-BAHAR, M. A. et al. **Evaluation of IOR Potential within Kuwait**. Abu Dhabi International Conference and Exhibition. Abu Dhabi, United Arab Emirates: Society of Petroleum Engineers. 2004.
- BOTECHIA, V. E. **Análise de decisão aplicada à injeção de polímeros no desenvolvimento de um campo de óleo pesado**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 224. 2016.
- COMPUTER MODELLING GROUP LTD. 1 Víde. CMG Webinar: ASP: Metodología para su aplicación al alcance de todos, 2017. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=qzHCThChlZl&list=PLrK-CCCKqviiWjByIkRr-jyVRjYVJR2Ss&index=13>>. Acesso em: 01 Novembro 2020.
- COMPUTER MODELLING GROUP LTD. 1 Víde. CMG Webinar: Optimized Polymer Injection through Modelling: from Lab to Field, 2017. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=E_7k1HPjf7w>. Acesso em: 15 Outubro 2020.
- COMPUTER MODELLING GROUP LTD. 1 Víde. Methodology to Select the Optimum Polymer Injection Strategy – Lab to Field Study (CMG Tutorial), 25 Maio 2017. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=E_7k1HPjf7w>. Acesso em: 15 Outubro 2020.
- CORREIA, M. et al. **UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir**. SPE Latin American And Caribbean Petroleum Engineering. Quito, Equador: [s.n.]. 2015. p. 1-21.
- DISCKSON, J. L.; DIOS, A. L.; WYLIE, P. L. **Development of Improved Hydrocarbon Recovery Screening Methodologies**. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma: Society of Petroleum Engineers. 2010. p. 24-28.
- DRUETTA, P.; PICCHIONI, F. Surfactant flooding: The influence of the physical properties on the recovery efficiency. **Petroleum**, v. 6, n. 2, p. 149-162, Junho 2020.
- DRUETTA, P.; RAFFA, P.; PICCHIONI, P. Chemical enhanced oil recovery and the role of chemical product design. **Applied Energy**, 15 Outubro 2019. v. 252.
- FABUSUYI, J. O. **Compositional fluid flow simulation with Water Alternating Gas Injection optimization on the upscaled synthetic reservoir CERENA-I**. Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa. Lisboa, p. 74. 2015.
- FIROZJAI, A. M.; MORADI, S. Sensitivity Analysis and Optimization of the Effective parameters on ASP Flooding Compared to Polymers Flooding Using CMG-STARS. **Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology**, Abadan, Iran, v. 9, n. 1, Janeiro 2018.
- GARCIA VILLA, J. S. **Optimization and comparison between polymer, surfactant-polymer and water flooding recoveries in a pre-salt carbonate reservoir considering uncertainties**. Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 139. 2019.
- GASPAR, A. T. E. A. **Study Case for Reservoir Exploitation Strategy Selection based on UNISIM-I Field**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 13. 2015.
- GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced Oil Recovery**. 4ª. ed. Richardson, Texas: SPE Textbook Series, v. 6, 1998.
- KNOBLOCH, L. O. et al. Qualitative and Quantitative Evaluation of Permeability Changes during EOR Polymer Flooding Using Micromodels. **World Journal of Engineering and Technology**, v. 6, p. 332-349, Maio 2018. ISSN 2331-4222/2331-4249.
- MADEIRA, P. T. **Compositional fluid flow simulation with 4D seismic monitoring on a reservoir with a large content of CO2**. Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa. Lisboa, p. 71. 2014.

- MALINOUSKAYA, I. et al. Modelization of surfactant flooding: Methodology for determining the interfacial tension function of surfactant concentration and salinity. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 195, Setembro 2020. ISSN 0920-4105.
- MANRIQUE, E.; AHMADI, M.; SAMANI, S. Historical and recent observations in polymer floods: An update review. **CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro**, v. 6, n. 5, p. 17-48, Maio 2017.
- MANRIQUE, E.; ALVARADO, V. Enhanced Oil Recovery: An Update Review. **Energies**, v. 3, p. 1529-1575, Junho 2010.
- MELO, M. A. et al. **Evaluation of Polymer-Injection Projects in Brazil**. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering. Rio de Janeiro, Brazil: Society of Petroleum Engineers. 2005. p. 20-23.
- MUGGERIDGE, A. et al. Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. **Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical and engineering sciences.**, 13 Janeiro 2014. v. 372.
- MUNISTERI, I.; KOTENEV, M. Mature Oil Fields: Preventing Decline. **SPE Forum**, v. 9, p. 9-17, Novembro 2013.
- NEGIN, C.; ALI, S.; XIE, Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. **Petroleum**, Kensington, v. 3, p. 197-211, Maio 2017.
- PEI, H. et al. Experimental study of nanoparticle and surfactant stabilized emulsion flooding to enhance heavy oil recovery. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Qingdao, v. 163, p. 476-483, Março 2018.
- ROSA, A. J.; XAVIER, J. A. D.; CARVALHO, R. S. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. 1ª. ed. [S.l.]: Interciência, 2006.
- SANABRIA, B.; CAMILO, F. **Avaliação da injeção de surfactantes como método de recuperação avançada em reservatórios de arenito**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 104. 2013.
- SCHLUMBERGER. Schlumberger Resource Library, 2016. Disponível em: <<https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-wettability>>. Acesso em: 03 Novembro 2020.
- SKAUGE et al. **Polymer Flood Design for Displacement of Heavy Oil Analysed by 2D-imaging**. EAGE 17th European Symposium on Improved Oil Recovery. St. Petersburg, Russia: [s.n.]. 2013.
- TABER, J. J.; MARTIN, F. D.; SERIGHT, R. S. Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. **SPE Journal**, v. 12, n. 3, p. 189-198, Agosto 1997.
- TZIMAS, E. et al. **Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System**. Institute for Energy. Petten, The Netherlands, p. 118. 2005.
- WANG, Z. E. A. Polyetheramine as an alternative alkali for alkali/surfactant/polymer flooding. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 581, Novembro 2019.
- ZHOU, K.; HOU, J.; LI, X. The Effect of Well Patterns on Surfactant/Polymer Flooding. **International Journal of Energy and Power Engineering**, Qingdao, China, v. 5, n. 6, p. 189-195, Dezembro 2016.
- ZHOU, Y. et al. A comprehensive review of emulsion and its field application for enhanced oil recovery. **Energy Science & Engineering**, Daqing, v. 7, p. 1046-1058, Abril 2019.