

# **Comparação entre diferentes métodos de controlo para gestão de um campo**

**João Carlos Nunes da Silva Brito**

Dissertação para obtenção do Grau de mestre em

## **Engenharia de Petróleos**

Orientador: Prof Leonardo Azevedo Guerra Raposo Pereira

Orientador: Prof Denis José Schiozer

### **Júri**

Presidente: Prof. Maria João Correia Colunas Pereira

Orientador : Prof. Leonardo Azevedo Guerra Raposo Pereira

Vogais: Prof. Célio Maschio

**Maio de 2016**

*“Nenhum trabalho de qualidade pode ser feito sem concentração, auto-sacrifício, esforço e dúvida”*  
*Max Beerbohm*

## Dedicatória

Dedico este meu trabalho em primeiro lugar, às pessoas que sem elas era impossível estar aqui à família, mas em particular ao meu Avós e em especial ao meu Avô Manuel.

# Agradecimento

Os meus mais sinceros agradecimentos, aos orientadores desta dissertação, o Professor Leonardo Azevedo e Professor Denis Schiozer, bem como à Professra Maria João Pereira e à Dr<sup>a</sup> Ana Gaspar, por todo seu apoio, estímulo, disponibilidade e conhecimento transmitido, indispensáveis à concretização deste trabalho.

Agradeço a todas pessoas do CERENA, que me permitiram uma estadia num local de trabalho fenomenal, sendo um agradecimento especial para Sr. Paulo, o qual estava sempre disposto em fornecer as condições necessárias para trabalhar.

Agradeço a todas pessoas do CEPETRO, que me permitiram uma estadia num local de trabalho fenomenal, sendo um agradecimento especial para Guilherme Tonin, Daniel Carvalho e Paulo Drumond, por toda a ajuda dada.

Agradeço a casa que me acolheu e todos aqueles que nela moravam a Republica Pólvora, com agradecimento especial para, Gonçalo Oliveira, Renan Martucci, Hideki Nakandakari e Gleen Roozing.

Agradeço a todos aqueles que se cruzaram comigo e me fizeram sentir em casa, no qual criei uma família, Krissya Tigani, Família Martucci, Rodrigo Rosa, Vitor Virginio, Henrique Mendes, Gustavo Santos.

Agradeço a Família Galvão e Família Cunha, pelo apoio que deram sempre durante este período de trabalho.

Por ultimo agradeço aqueles que foram e são vitais para que tenha vivido esta experiencia única, de aprendizagem a minha família, Namorada. Nada poderia ser possível sem eles, ficando uma dívida de gratidão eterna pelo apoio dado.

A todos Vós um Muito Obrigado, pois este documento não foi só um trabalho académico mas sim um lição de vida .

Grato,

João Brito

# Resumo

Neste trabalho é utilizada uma relação económica de forma a entender qual o melhor tipo de otimização e método de controlo, para tal é necessário a comparação entre dois tipos de otimização (curto e longo prazo) , bem como de dois métodos de controlo (reativo e proactivo. Para tal ser possível é necessário ter por base a operação de poços quando estes têm uma limitação ao nível da distribuição de caudal de produção. Para atingir esse entendimento é necessário testar diferentes opções de controlo disponibilizadas pelos simulador de fluídos para verificar a melhor forma de controlo, otimizando as variáveis de controlo na previsão de produção. Contudo no desenvolvimento de um campo petrolífero há desafios em relação à definição da estratégia de produção, nos quais existem bastantes variáveis, sendo que neste trabalho serão abordadas as variáveis de decisão. Variáveis de decisão são incógnitas a serem determinadas pela solução do modelo, podendo ser divididas em dois grupos: (1) variáveis de projeto, onde são efetuadas alterações antes e durante a implantação da estratégia, sendo que é nestas que são efetuadas as escolhas das configurações do projeto; (2) variáveis de controlo, onde são efetuadas alterações somente após a implantação da estratégia, sendo que estas representam as escolhas de operação do campo. Esta divisão de grupos facilita a priorização e o grau de tratamento de cada variável em métodos assistidos de otimização. Para o desenvolvimento do estudo será apresentada a seguinte metodologia dividida em 4 opções: (1) controlo do simulador, (modo default, IP); (2) controlo de simulador recorrendo a uma ferramenta escolhida do mesmo (INGUIDE); (3) controlo reativo, é realizado tendo em conta alguns comportamentos visualizados na produção de fluidos no poço, ou seja, é a ação após a ocorrência de um evento, sendo que é identificado o indicador e o gatilho, neste trabalho será realizado um ajuste no corte de água de cada poço, com a finalidade de encontrar uma melhor otimização; (4) controlo proactivo, a programação de válvulas é feita de forma antecipada tentando-se evitar ou minimizar algum evento indesejado com alguma ação prévia, sendo objetivo a chegada da água em alguns poços. Realizadas estas opções é possível dizer que o caso estudado não tem necessidade de otimização de controlo de poços pois o uso dos recursos do simulador são suficientes, pelo que a diferença de Valor Atual Líquido é inferior a 5% em todas opções.

**Palavras chave:** Simulador, Campo, Tipos de control, tipos de otimização, Produção de óleo

# Abstract

In this paper is used an economic relationship in order to understand what is the best type of optimization and control method of an oil field. For that, it is needed a comparison between two types of optimization (short and long term) as well as two control methods (reactive and proactive). To make this possible, it is necessary to be based on the wells operation when they have a limitation of production flow distribution. To achieve this understanding, it was taken experiments with different control options provided by fluids simulator, thereby determining the best way to control, optimizing the control variables in the production forecast. However, in the development of an oil field there are challenges regarding the definition of production strategy, in which there are quite a few variables. This paper will address the decision variables or will determine unknown variables by the solution model, which can be divided into two groups: (1) design variables, changes made before and during the implementation of the strategy, being those that make the choices of project settings; (2) control variables, where changes are only made after the implementation of the strategy, being these the representation of the field operation choices. This group division eases the prioritization and the extent of treatment each variable in optimization assisting methods. To develop the study, the methodology will be presented in four divisions: (1) simulator control, (default mode, IP); (2) control simulator using a selected tool within it (INGUIDE); (3) reactive control, in which the action upon occurrence of an event identifies the index finger and the trigger. In this work will have an adjustment in the water cut of each well, in order to find a better optimization; (4) proactive control, valve programming is done in advance in attempt to avoid or minimize any unwanted event with some prior action, with the objective of the arrival of water in some wells. After all these operations, it is possible to say that the case study does not need a well control optimization, being the simulation resources sufficient – the difference of Net Present Value is less than 5% on all options.

**KEYWORDS:** Simulator; Field; Control type; Optimization type; Production Oil

## Índice

Dedicatória.....	iii
Agradecimento.....	iv
Resumo.....	v
Abstract.....	vi
<b>Índice.....</b>	<b>vii</b>
Lista de Figuras.....	x
Lista de Equações.....	xiv
Lista de Tabelas.....	xv
Lista de Acrónimos.....	xvii
<b>Capítulo 1 - Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1 Introdução.....	1
1.2 Motivação.....	2
1.3 Objetivos.....	2
1.5 Descrição/Organização da tese:.....	2
<b>Capítulo 2 – Pesquisa Bibliográfica.....</b>	<b>4</b>
2.1 Revisão Bibliográfica.....	4
2.1.1 Tipos de controlo (Reativo/Proativo).....	4
2.1.2 Influências das Restrições do Campo.....	6
2.1.3 Otimização da Produção.....	7
<b>Capítulo 3 – Introdução Teórica.....</b>	<b>9</b>
3.1 Fundamentos Teóricos.....	9
3.1.1 Função Objetivo.....	9
3.1.2 Variáveis de Entrada.....	9
3.1.3 Métodos de Controlo.....	10
3.1.4 Métodos de Otimização.....	10
3.1.5 Tipos de Otimização.....	11
3.2 Avaliação dos dados dados de produção.....	11
3.2.1 Produção Acumulada de óleo ( $N_p$ ).....	12
3.2.2 Produção Acumulada de Água ( $W_p$ ).....	12
3.2.3 Injeção Acumulada de Água ( $W_{inj}$ ).....	12
3.2.4 Corte de Água ( $W_{cut}$ ).....	12
3.3 Opções de Simulador.....	13
3.3.1 Potencial Instantâneo (IP), padrão do simulador.....	13
3.3.2 GUIDE.....	13
3.3.3 INGUIDE.....	14

3.3.4 PRIOR .....	15
3.3.5 CMOST .....	15
3.3.6 Algoritmo Busca Tabu.....	15
<b>Capítulo 4 – Metodologia.....</b>	<b>19</b>
4.1 Metodologia .....	19
4.2 Objeto de estudo.....	21
4.2.1. Base 1 .....	22
4.2.2 Modelos Representativos.....	23
4.2.3 Configuração do Modelo Representativo .....	23
<b>Capítulo 5 - Resultados .....</b>	<b>25</b>
5.1 Opção 0.....	25
5.2 Opção 1 .....	28
5.2.1 Modelo Representativo 1 (MR1) .....	28
5.2.2 Modelo Representativo 2 (MR2) .....	30
5.2.3 Modelo Representativo 3 (MR3) .....	32
5.2.4 Modelo Representativo 4 (MR4) .....	34
5.2.5 Modelo Representativo 5 (MR5) .....	36
5.2.6 Modelo Representativo 6 (MR6) .....	38
5.2.7 Modelo Representativo 7 (MR7) .....	40
5.2.8 Modelo Representativo 8 (MR8) .....	42
5.2.9 Modelo Representativo 9 (MR9) .....	44
5.3 Opção 2.....	46
5.3.1 Modelo Representativo 1 (MR1) .....	46
5.3.2 Modelo Representativo 2 (MR2) .....	49
5.3.3 Modelo Representativo 3 (MR3) .....	52
5.3.4 Modelo Representativo 4 (MR4) .....	55
5.3.5 Modelo Representativo 5 (MR5) .....	60
5.3.6 Modelo Representativo 6 (MR6) .....	64
5.3.7 Modelo Representativo 7 (MR7) .....	67
5.3.8 Modelo Representativo 8 (MR8) .....	70
5.3.9 Modelo Representativo 9 (MR9) .....	74
5.4 Opção 3.....	79
5.4.1 Modelo Representativo 1 (MR1) .....	79
5.4.2 Modelo Representativo 2 (MR2) .....	82
5.4.3 Modelo Representativo 3 (MR3) .....	85
5.4.4 Modelo Representativo 4 (MR4) .....	88

5.4.5	Modelo Representativo 5 (MR5)	92
5.4.6	Modelo Representativo 6 (MR6)	95
5.4.7	Modelo Representativo 7 (MR7)	98
5.4.8	Modelo Representativo 8 (MR8)	102
5.4.9	Modelo Representativo 9 (MR9)	105
<b>Capítulo 6 - Conclusão</b>		109
6.1	Conclusões	109
6.3	Sugestões para trabalhos futuros	111
<b>Bibliografia</b>		112
Anexos		i
Dedução do $WCUT_{lim}$		ii

## Lista de Figuras

Figura 1 – Transição de configurações no algoritmo de Busca Tabu.....	16
Figura 2 - Espaço de busca entre busca local e busca tabu.....	17
Figura 3 - Mapa de óleo por unidade de área com a localização dos 4 poços .....	21
Figura 4 - Produção de Óleo Acumulada dos MR.....	26
Figura 5 -Produção de Água Acumulada dos MR.....	27
Figura 6 -Injeção de Água Acumulada dos MR.....	27
Figura 7 - Resultados da otimização do MR1 recorrendo ao CMOST .....	46
Figura 8 - Produção acumulada de óleo IL_NA3D .....	47
Figura 9 - Produção acumulada de óleo PROD009 .....	47
Figura 10 - Produção acumulada de óleo PROD026A.....	47
Figura 11 - Produção de água PROD009 .....	47
Figura 12 - Produção de água PROD021 .....	47
Figura 13 - Produção de água PROD023 .....	48
Figura 14 - Produção de água PROD025 .....	48
Figura 15 - Produção de água IL_NA3D .....	48
Figura 16 - Resultados da otimização do MR2 recorrendo ao CMOST .....	49
Figura 17 - Produção acumulada de óleo .....	49
<b>Figura 18 - Produção acumulada de óleo PROD012 .....</b>	<b>49</b>
Figura 19 - Produção acumulada de óleo PROD014 .....	50
Figura 20 -Produção acumulada de óleo PROD021 .....	50
Figura 21 - Produção de água PROD IL_NA3D.....	50
Figura 22 - Produção de água PROD014 .....	50
Figura 23 - Produção de água PROD008 .....	51
Figura 24 - Produção de água PROD012 .....	51
Figura 25 – Produção de água PROD021.....	51
Figura 26 -Resultados da otimização do MR3 recorrendo ao CMOST .....	52
Figura 27 - Produção acumulada de óleo .....	53
Figura 28 – Produção acumulada de óleo.....	53
Figura 29 - Produção acumulada de óleo .....	53
Figura 30 –Produção acumulada de óleo.....	53
Figura 31 -Produção de água PROD008.....	54
Figura 32 -Produção de água PROD010.....	54
Figura 33 -Produção de água PROD014.....	54
Figura 34 - Produção de água PROD021 .....	54
Figura 35 -Resultados da otimização do MR4 recorrendo ao CMOST .....	55
Figura 36 - Produção acumulada de óleo .....	56
Figura 37 -Produção acumulada de óleo PROD008 .....	56
Figura 38 - Produção acumulada de óleo PROD012 .....	56
Figura 39 -Produção acumulada de óleo PROD014 .....	56
Figura 40 - Produção acumulada de óleo PROD021 .....	56
Figura 41 - Produção acumulada de óleo PROD023A.....	56
Figura 42 – Produção acumulada de óleo PROD025A.....	57
Figura 43 - Produção de água PROD008 .....	58
Figura 44 - Produção de água PROD012 .....	58
Figura 45 - Produção de água PROD014 .....	58
Figura 46 -Produção de água PROD023A.....	58
Figura 47 - Produção de água PROD021 .....	58

Figura 48 - Produção de água PROD25A.....	58
Figura 49 - Resultados da otimização do MR5 recorrendo ao CMOST .....	60
Figura 50 - Produção acumulada de óleo PROD IL_NA3D.....	60
Figura 51 -Produção acumulada de óleo PROD005 .....	60
Figura 52 - Produção acumulada de óleo PROD008 .....	61
Figura 53 -Produção acumulada de óleo PROD012 .....	61
Figura 54 - Produção acumulada de óleo PROD014 .....	61
Figura 55 - Produção acumulada de óleo PROD021 .....	61
Figura 56 - Produção água PRO IL_NA1A .....	62
Figura 57 - Produção água PROD IL_NA3D .....	62
Figura 58 - Produção água PROD008.....	62
Figura 59 - Produção água PROD012.....	62
Figura 60 -Produção água PROD014 .....	62
Figura 61 -Produção água PROD021 .....	62
Figura 62 - Resultados da otimização do MR6 recorrendo ao CMOST .....	64
Figura 63 - Produção acumulada de óleo PROD IL_NA1A.....	64
Figura 64 -Produção acumulada de óleo PROD IL_NA3D.....	64
Figura 65 - Produção acumulada de óleo .....	65
Figura 66 - Produção acumulada de óleo PROD008 .....	65
Figura 67 - Produção acumulada de óleo PROD009 .....	65
Figura 68 - Produção acumulada de óleo PROD014 .....	65
Figura 69 - Produção de água PROD IL_NA3D.....	66
Figura 70 -Produção de água PROD005.....	66
Figura 71 - Produção de água PROD008 .....	66
Figura 72 -Produção de água PROD009.....	66
Figura 73 - Produção de água PROD010 .....	66
Figura 74 - Produção de água PROD014 .....	66
Figura 75 -Produção de água PROD021.....	66
Figura 76 - Resultados da otimização do MR7 recorrendo ao CMOST .....	68
Figura 77 - Produção acumulada de óleo PROD008 .....	68
Figura 78 - Produção acumulada de óleo PROD021 .....	68
Figura 79 - Produção água PROD008.....	69
Figura 80 -Produção água PROD021 .....	69
Figura 81 - Representação Linhas de fluxo do óleo do MR8 (opção 0) .....	70
Figura 82 - Produção acumulada de óleo PROD008 .....	71
Figura 83 -Produção acumulada de óleo PROD014 .....	71
Figura 84 - Produção acumulada de óleo PROD021 .....	71
Figura 85 - Produção acumulada de óleo PROD026 .....	71
Figura 86 - Produção água PROD008.....	72
Figura 87 - Produção água PROD014.....	72
Figura 88 -Produção água PROD021 .....	72
Figura 89 - Produção água PROD026.....	72
Figura 90 - Representação Linhas de fluxo do óleo do MR9 (opção 0) .....	74
Figura 91 - Produção acumulada de óleo PROD008 .....	74
Figura 92 - Produção acumulada de óleo PROD010 .....	74
Figura 93 - Produção acumulada de óleo PROD012 .....	75
Figura 94 - Produção acumulada de óleo PROD014 .....	75
Figura 95 - Produção acumulada de óleo PROD021 .....	75

Figura 96 - Produção acumulada de óleo PROD023A.....	75
Figura 97 - Produção água PROD IL_NA1A.....	76
Figura 98 - Produção água PROD IL_NA3D .....	76
Figura 99 - Produção água PROD008.....	76
Figura 100 - Produção água PROD010.....	76
Figura 101 - Produção água PROD014.....	76
Figura 102 - Produção água PROD021.....	76
Figura 103 - Produção água PROD025A .....	77
Figura 104 - Resultados da otimização do MR1 recorrendo ao CMOST .....	79
Figura 105 - Pr.Acum. de óleo e água PROD008.....	80
Figura 106 - Pr.Acum. de óleo e água PROD009.....	80
Figura 107 - Pr.Acum. de óleo e água PROD010.....	81
Figura 108 - Pr.Acum. de óleo e água PROD012.....	81
Figura 109 - Pr.Acum. de óleo e água PROD021.....	81
Figura 110 - Pr.Acum. de óleo e água PROD023A .....	81
Figura 111 - Resultados da otimização do MR2 recorrendo ao CMOST .....	82
Figura 112 - Pr.Acum. de óleo e água PRODIL_NA3D .....	83
Figura 113 -Pr.Acum. de óleo e água PROD012.....	83
Figura 114 - Pr.Acum. de óleo e água PROD021.....	84
Figura 115 - Pr.Acum. de óleo e água PROD023A .....	84
Figura 116 - Resultados da otimização do MR3 recorrendo ao CMOST .....	85
Figura 117 - Pr.Acum. de óleo e água PROD005.....	86
Figura 118 - Pr.Acum. de óleo e água PROD009.....	86
Figura 119 - Resultados da otimização do MR4 recorrendo ao CMOST.....	88
Figura 120 - Pr.Acum. de óleo e água IL_NA3D.....	89
Figura 121 - Pr.Acum. de óleo e água PROD10 .....	89
Figura 122 - Pr.Acum. de óleo e água PROD12 .....	89
Figura 123 - Pr.Acum. de óleo e água PROD14 .....	89
Figura 124 - Pr.Acum. de óleo e água PROD026.....	90
Figura 125 - Resultados da otimização do MR5 recorrendo ao CMOST .....	92
Figura 126 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL_NA1A.....	93
Figura 127 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL_NA3D .....	93
Figura 128 - Pr.Acum. de óleo e água PROD10 .....	93
Figura 129 - Pr.Acum. de óleo e água PROD21 .....	93
Figura 130 - Resultados da otimização do MR6 recorrendo ao CMOST .....	95
Figura 131 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL_NA1A.....	96
Figura 132 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL_NA3D .....	96
Figura 133 - Pr.Acum. de óleo e água PROD005.....	96
Figura 134 - Pr.Acum. de óleo e água PROD09 .....	96
Figura 135 - Pr.Acum. de óleo e água PROD21 .....	97
Figura 136 - Resultados da otimização do MR7 recorrendo ao CMOST.....	98
Figura 137 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL_NA3D .....	99
Figura 138 - Pr.Acum. de óleo e água PROD005.....	99
Figura 139 - Pr.Acum. de óleo e água PROD10 .....	99
Figura 140 – Pr.Acum. de óleo e água PROD12 .....	99
Figura 141 - Pr.Acum. de óleo e água PROD14.....	100
Figura 142 - Resultados da otimização do MR8 recorrendo ao CMOST .....	102
Figura 143 - Pr.Acum. de óleo e água PROD08 .....	103

Figura 144 - Pr.Acum. de óleo e água PROD009.....	103
Figura 145 - Pr.Acum. de óleo e água PROD12.....	103
Figura 146 - Pr.Acum. de óleo e água PROD23.....	103
Figura 147 - Resultados da otimização do MR9 recorrendo ao CMOST.....	105
Figura 148 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL_NA1A.....	106
Figura 149 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL_NA3D.....	106
Figura 150 - Pr.Acum. de óleo e água PROD10.....	106
Figura 151 - Pr.Acum. de óleo e água PROD14.....	106
Figura 152 -Pr.Acum. de óleo e água PROD21.....	107
Figura 153 - Pr.Acum. de óleo e água PROD23.....	107

## Lista de Equações

(1) .....	12
(2) .....	13
(3) .....	14

## Lista de Tabelas

Tabela I - Pesos da equação probabilidade.....	14
Tabela II - Tabela representativa do teste 0 (prior. óleo) .....	19
Tabela III - Tabela representativa do teste 1 (prior. dada ao WCT).....	19
Tabela IV - Tabela representativa do teste 1_1 (prior. dada ao WCT).....	19
Tabela V - Tabela representativa do teste 1_2 (prior. dada ao WCT).....	19
Tabela VI - Tabela representativa do teste 1_3 (prior. dada ao WCT).....	20
Tabela VII - Tabela representativa do teste 2 (prior. dada à diminuição de água e gás). ....	20
Tabela VIII - Tabela representativa do teste 3 (prior. dada ao óleo e pressão (BHP)). .....	20
Tabela IX - Tabela representativa do teste 3_1 (prior. dada ao óleo e pressão (BHP)). .....	20
Tabela X - Tabela representativa do teste 3_2 (prior. dada ao óleo e pressão (BHP)). .....	20
Tabela XI - Tabela representativa do teste 3_3 (prior. dada ao óleo e pressão (BHP)). .....	20
Tabela XII - Informação dos poços produtores período do histórico.....	22
Tabela XIII - Informação dos poços produtores .....	23
Tabela XIV - Informação dos poços injetores .....	23
Tabela XV - Resultados de estratégia do modelo representativo 1 .....	24
Tabela XVI - Resultados no modo default dos modelos representativos.....	25
Tabela XVII – Resultados da com IP .....	28
Tabela XVIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo. ....	28
Tabela XIX - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água...28	
Tabela XX - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás .....	29
Tabela XXI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP.....	29
Tabela XXII – Resultados da com IP .....	30
Tabela XXIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo. ....	30
Tabela XXIV - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água 30	
Tabela XXV - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás.....	31
Tabela XXVI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP.....	31
Tabela XXVII – Resultados da com IP .....	32
Tabela XXVIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.....	32
Tabela XXIX - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água 32	
Tabela XXX - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás.....	33
Tabela XXXI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP.....	33
Tabela XXXII – Resultados da com IP .....	34
Tabela XXXIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.....	34
Tabela XXXIV - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água .....	34
Tabela XXXV - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás.....	35
Tabela XXXVI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP .....	35
Tabela XXXVII – Resultados da com IP .....	36
Tabela XXXVIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.....	36
Tabela XXXIX - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água .....	36
Tabela XL - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás.....	37
Tabela XLI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP .....	37
Tabela XLII – Resultados da com IP.....	38
Tabela XLIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.....	38
Tabela XLIV - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água.38	
Tabela XLV - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás .....	39

Tabela XLVI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP .....	39
Tabela XLVII – Resultados da com IP .....	40
Tabela XLVIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo. ....	40
Tabela XLIX - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água. ....	40
Tabela L - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás .....	41
Tabela LI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP .....	41
Tabela LII – Resultados da com IP.....	42
Tabela LIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo. ....	42
Tabela LIV - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água ...	42
Tabela LV - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás.....	43
Tabela LVI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP .....	43
Tabela LVII – Resultados da com IP.....	44
Tabela LVIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.....	44
Tabela LIX - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água ...	44
Tabela LX - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás.....	45
Tabela LXI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP .....	45
Tabela LXII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2 .....	48
Tabela LXIII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2 .....	51
Tabela LXIV - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2.....	54
Tabela LXV - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2.....	59
Tabela LXVI - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2.....	63
Tabela LXVII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2.....	67
Tabela LXVIII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2 .....	69
Tabela LXIX - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2.....	72
Tabela LXX - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2.....	77
Tabela LXXI – Resumo Comparação Base vs. Otimização .....	79
Tabela LXXII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3.....	81
Tabela LXXIII - Resumo Comparação Base vs. Otimização.....	83
Tabela LXXIV - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3.....	84
Tabela LXXV - Resumo Comparação Base vs. Otimização .....	85
Tabela LXXVI - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3.....	86
Tabela LXXVII - Resumo Comparação Base vs. Otimização .....	88
Tabela LXXVIII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3.....	90
Tabela LXXIX - Resumo Comparação Base vs. Otimização .....	92
Tabela LXXX - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3.....	94
Tabela LXXXI - Resumo Comparação Base vs. Otimização .....	95
Tabela LXXXII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3 (iteração 536).....	97
Tabela LXXXIII - Resumo Comparação Base vs. Otimização .....	98
Tabela LXXXIV - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3 .....	100
Tabela LXXXV - Resumo Comparação Base vs. Otimização.....	102
Tabela LXXXVI - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3 .....	104
Tabela LXXXVII - Resumo Comparação Base vs. Otimização.....	105
Tabela LXXXVIII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3.....	107

## Lista de Acrónimos

BHP – Bottom Hole Pression  
CMG – Computer Modeling Group  
DECE - Designed Exploration and Controlled Evolution  
FR – Fator de recuperação de óleo  
FO . Função Objectivo  
IP - Potencial Instantâneo  
MR – Modelo representativo  
Np - Produção Acumulada de óleo  
STG – Produção de Gás  
STL- Produção de Líquidos  
STO – Produção de Óleo  
STS – Produção de sólidos  
STW – Produção de Água  
VAL – Valor Atual Líquido  
valor monetário esperado (VME  
Wcut – Corte de água  
Winj – Injeção de água acumulada  
WOR - Rácio água-óleo  
Wp . Agua produzida

# Capítulo 1 - Introdução

## 1.1 Introdução

O desenvolvimento de um campo petrolífero apresenta bastantes desafios em relação à definição da estratégia de produção, dos quais se destacam: a maximização do lucro, a maximização da recuperação de óleo, minimização da produção de água, uma vez que esta pode ser um fator que limita a produção de óleo, minimização do risco existente no projeto, devido às várias incertezas relacionadas com as características do reservatório, razões económicas ou de mercado.

As variáveis de decisão relacionadas ao desenvolvimento do campo de petróleo podem ser divididas em dois grupos que facilitam a priorização e o grau de tratamento de cada variável em métodos assistidos de otimização denominados: (1) variáveis de projeto, onde são efetuadas alterações antes e durante a implantação da estratégia de produção (e.g. equipamentos, infraestruturas, etc.); (2) variáveis de controlo, onde são efetuadas alterações somente após a implementação da estratégia de produção, sendo que estas representam as escolhas relacionadas ao modo de operação do campo.

Para realizar estes métodos é necessário recorrer a um simulador de fluídos numérico de reservatórios como ferramenta de controle durante a previsão de produção. Neste trabalho é utilizado o simulador IMEX, da *Computer Modelling Group Ltd (CMG)*, o qual permite a introdução de várias formas de controlo. Através do simulador são abordadas quatro formas de controlo, divididas neste trabalho em:

- 0) Opção *default*, apresentada pelo simulador sem a utilização de qualquer tipo de ferramenta de otimização (IP);
- 1) Opção de controlo de outras formas apresentadas pelo simulador, utilizando as ferramentas de otimização disponíveis no simulador, recorrendo a uma ferramenta de nome INGUIDE;
- 2) Opção de controlo reativo, em que ações são realizadas após a ocorrência de um evento. A otimização é feita em relação aos comportamentos/eventos que já tenham sido observados na produção de fluidos nos poços. Como por exemplo, a ocorrência de um aumento na relação de água/óleo numa determinada região, tenta-se aplicar como reação a restrição dos fluxos nessa região, dando privilégio à produção numa outra região que apresente uma melhor relação água/óleo;
- 3) Opção de controlo proactivo, agindo-se previamente para tentar evitar ou minimizar um evento indesejado, Como por exemplo, fechar um determinado poço para atrasar a chegada de água.

A fase inicial do desenvolvimento do campo apresenta um elevado grau de incertezas, obrigando ao planeamento e avaliação de múltiplos cenários plausíveis, com o intuito de

estimar os possíveis lucros, tornando assim desta forma o problema complexo e necessitando de um elevado tempo despendido na fase computacional.

## 1.2 Motivação

A motivação deste trabalho baseia-se na comparação das várias formas de controlo, com a finalidade de obter uma relação económica e avaliar se as formas de controlo mais complexas terão vantagem sobre as formas de controlo utilizadas automaticamente pelo simulador.

## 1.3 Objetivos

O objetivo deste trabalho, é testar diferentes formas de controlo para a gestão de válvulas de poços injetores e produtores em campo de hidrocarbonetos, de modo a estabelecer uma comparação entre as formas de controlo e os tipos de otimização.

No âmbito deste trabalho realizou-se uma análise adequada desses poços, bem como das incertezas associadas ao modelo em estudo. A otimização, tendo em conta as incertezas técnicas e geológicas, tem como objetivo obter um maior valor atual Líquido (VAL), sendo que o aumento deste torna o projeto mais rentável, o que poderá ser atrativo para as empresas aceitarem as alterações.

Em suma, o objetivo é obter uma relação económica entre as várias formas de controlo, demonstrando se há vantagens sobre as utilizadas no modo default do simulador.

## 1.5 Descrição/Organização da tese:

Essa dissertação foi dividida do seguinte modo:

- Capítulo 1) É feita uma descrição dos objectivos, motivação bem como é introduzida uma pequena abordagem de temas diretamente relacionados com esta tese de Mestrado, tais como os tipos de controlo, métodos de controlo reativo e proactivo, otimização de curto e longo prazo, e funções-objetivo do tipo VAL.
- Capítulo 2) São apresentados os principais trabalhos encontrados na comunidade científica com a finalidade de explorar o estado da arte dos estudos que abrangem tipos de otimização de longo e curto prazo, e métodos de otimização reativo e proactivo.
- Capítulo 3) Introduzem-se os fundamentos teóricos utilizados para este trabalho tais como: otimização da estratégia de exploração de um campo, produção de fluidos, avaliação económica, métodos de controlo (reativo/proactivo), tipo de otimização (longo/curto). Para além destes temas fulcrais ainda são descritos outros conceitos para melhor compreensão do trabalho: Função Objetivo (FO),

variáveis de projeto e controlo, parâmetros de entrada, avaliação dos dados de produção e opções de simulador.

Capítulo 4) É abordado o objeto de estudo bem como os vários métodos de controlo que irão ser tomados na tese, estando estes divididos em quatro opções.

Capítulo 5) São apresentados os resultados e feita a comparação e discussão dos vários métodos e tipos de otimização, na forma de gráficos e tabelas.

Capítulo 6) Por fim, apresentam-se as conclusões sobre essa dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

## Capítulo 2 – Pesquisa Bibliográfica

### 2.1 Revisão Bibliográfica

Os métodos de controlo de reservatórios de hidrocarbonetos têm nos últimos anos despertado um especial interesse no desenvolvimento e gestão de reservatórios. No âmbito deste trabalho, foram empregues algumas metodologias de controlo na aplicação e na tecnologia de poços, com o grande objetivo de equilibrar a produção de um poço, como por exemplo, controlar a frente de água ou antecipar a produção de óleo.

No entanto existe alguma dificuldade de apresentar de forma coerente os tipos de controlo, devido ao fato de estes serem empregues de duas maneiras distintas: proactivo e reativo. No termo proactivo resumidamente assume-se que as decisões tomadas serão para antecipar um acontecimento/evento, já no reativo a ação é tomada somente após o acontecimento/evento ter acontecido.

Gai (2001) afirma que "... apesar de nos últimos anos ter existido um desenvolvimento elevado em tecnologias, quer de *software* e *hardware* para os poços inteligentes, continuo a afirmar que o uso do método de tentativa e erro no controlo destes poços, ainda vem sendo bastante utilizado...".

Deste modo, são apresentados de seguida trabalhos descrevendo alguns dos estudos realizados, os quais abordam a relação entre controlo reativo e proactivo, a importância das restrições do campo e por ultimo a otimização da produção.

#### 2.1.1 Tipos de controlo (Reativo/Proativo)

No controlo reativo a operação, passa por observar um evento que aconteceu na produção de fluidos dos poços. Por exemplo, existe um aumento do rácio água-óleo (WOR) numa determinada região, a possível reação poderá ser uma restrição dos fluxos na mesma, o que por sua vez permitirá a outra região com um menor WOR o seu aumento.

No controlo proactivo a operação é realizada, fazendo-se uma antecipação do evento através da previsão do acontecimento de modo a agir antes do mesmo, através da programação das operações das válvulas. Por exemplo, desde o início da produção, há uma configuração para a operação das válvulas de modo a que estas satisfaçam alguns objetivos, tais como atrasar a chegada de água nos poços, antecipar a produção de óleo ou mesmo alcançar uma recuperação de óleo maior do que a já calculada. Esta estratégia implica uma visão a longo prazo do processo de otimização bem como um ajuste realizado de acordo com esta previsão realizada.

Brouwer et al. (2001) apresentam um método de otimização estática com base no estudo do avanço da frente água. Para tal desenvolveram um algoritmo que tem como base a criação de um índice de produtividade de um poço. O algoritmo permite o fecho de setores do poço com um índice de produtividade alto e utiliza essa produção alta para a redistribuir noutros poços que não tenham uma produtividade tão elevada. Com este algoritmo, consegue-se controlar a

produção de um poço, permitindo um controlo proactivo e por sua vez mais balanceando que permitirá uma maior eficiência no avanço da água.

Yeten e Jalali (2001) estudaram a importância no uso de instrumentos constituintes dos poços inteligentes, utilizando cenários com algumas restrições, como por exemplo, a presença de um aquífero e de uma capa de gás. O estudo incorporou ainda o posicionamento e direccionamento dos poços, mas tendo em conta a recuperação de óleo, mediante o controlo de válvulas no interior do poço. Com este estudo os autores concluíram um acréscimo na produção total do campo, contudo não fizeram um estudo económico. A falta deste estudo económico é uma restrição para a validação do mesmo, pois sem este estudo não é possível avaliar possíveis benefícios monetários inerentes, devido ao custo associado a este tipo de tecnologia.

Dolle et. al. (2002) apresentaram um algoritmo de optimização dinâmico com base na teoria de controlo ótimo. Através deste, conseguiu uma melhoria no avanço da água e na recuperação de óleo, tendo por comparação o método anteriormente descrito de Brouwer et al. (2001).

Em 2002, Khargoria estudou o impacto que poderia ter a localização das válvulas no interior do poço bem como o modo de controlo, no desempenho de um poço horizontal. Esse estudo foi realizado através de um controlo reactivo e proativo. Para tal o autor utilizou dois métodos de optimização: um algoritmo de optimização com base no gradiente conjugado e outro recorrendo a *simulated annealing*.

Em 2005, Aitokhuehi e Durlofsky estudaram um procedimento combinado, sendo esta combinação uma junção de ajuste histórico com a optimização de poços inteligentes. Para tal, os autores ao realizarem o controlo de válvulas para atingir um bom ajuste utilizaram como base os gradientes numéricos através de um simulador, bem como uma abordagem probabilística com base na geoestatística. O método utilizado permitiu aumentar entre 28% e 38% de produção acumulada de óleo, mas para tal obtenção é de ressaltar que o trabalho computacional foi elevado.

Em 2006, Ebadi e Davies, realizaram um estudo de comparação entre controlo proactivo e reactivo. Os resultados obtidos pelos autores demonstram que no controlo reactivo a recuperação de óleo não foi aquém de 0.3%, já no controlo proactivo atingiu 6.2% de recuperação de óleo e ainda houve uma progressão maior na produção, bem como uma redução em cerca de 40% na produção de água.

Em 2007, Emerick et al. propõem aplicação num campo real de um algoritmo que otimiza a produção dos poços inteligentes, para tal variaram os parâmetros de controlo dos fluxos das válvulas, utilizando o controlo proactivo. Neste estudo foi realizada uma divisão do tempo de simulação, de forma a otimizar as aberturas das válvulas em cada tempo, para seguidamente ser reiniciada a simulação do ponto de partida anterior, sendo levada a simulação até ao seu tempo final. Com este estudo, aplicados a dois campos reais, localizados na bacia de Campos e

Potiguar, os autores apresentaram resultados de aumento de produção de óleo entre 7.2% e 12.8% e conseguiram ainda a diminuição de água quer na produção quer na injeção.

Silva, em 2008, desenvolveu um método de otimização de estratégias de produção manual, realizando algo que nestes estudos não é comum, aplicou o estudo somente a poços convencionais e em seguida somente a poços inteligentes, assim desta forma o autor pode comparar ambos. Para tal, utilizou diferentes modelos para estudo, realizando sempre uma validação cruzada, substituindo diretamente na posição dos poços convencionais os poços inteligentes, realizando uma comparação justa. Nos modelos que Silva (2008) utilizou destacou-se para os poços convencionais, os modelos de reservatório pouco heterogéneo sem considerar incertezas e ainda nos modelos com falhas selantes, no qual os poços convencionais tiveram um melhor desempenho que os poços inteligentes. Os poços inteligentes destacaram-se em modelos mais heterogéneos e nos modelos com combinação de falhas e canais, sendo que o autor menciona que uso destes tem obrigatoriamente que ser realizado um estudo de viabilidade económica, devido ao custo que esta tecnologia acarreta, podendo não ser vantajosa a sua utilização.

Alghareeb et al. (2009) realizaram um estudo com algoritmos genéticos a fim de encontrar uma ótima configuração de controlo de fluxo de válvulas em poços multilaterais, sendo o grande objetivo aumentar quer o VAL quer o fator de recuperação, utilizando um controlo proactivo das válvulas. Os casos de estudo incluíram um modelo sintético com configuração five-spot e um modelo *onshore* real. As válvulas foram operadas tendo como base a queda de pressão, devendo ao fato do fluxo na área da secção transversal específica. Os autores apresentaram um aumento do VAL, aumento do tempo de vida do valor de nível de produção bem como uma diminuição do corte de água.

A grande parte dos trabalhos desenvolvidos e apresentados neste capítulo limitou-se a estudar um caso de estudo com alguma diversidade ao nível dos poços. No entanto há que ter em conta também as influências que acarretam as restrições do campo.

### 2.1.2 Influências das Restrições do Campo

Em 1995, Haugen et al. apresentam o algoritmo de junção de reservatórios aquando existe um certo número de reservatórios interligados pela mesma instalação de produção. Quando esta situação acontece, existem duas soluções conhecidas, a utilização de métodos externos para avaliar o perfil de produção dos reservatórios ou a utilização de um único modelo de simulação, o qual abrange todos os outros reservatórios. Com o algoritmo apresentado permitiu uma abordagem diferente e nova, tendo como objetivo uma melhor representação do impacto das restrições operacionais sem que haja necessidade de juntar os reservatórios num único modelo.

Ainda em 1995, Fang e Lo afirmaram que na grande parte das simulações de reservatórios realizadas, é dada uma importância demasiada ao reservatório, deixando de lado

o impacto que a capacidade do sistema de produção tem no volume de produção e de injeção. No caso da capacidade do sistema ser ultrapassada para tratar uma vazão de fluidos produzidos, a mesma não terá importância no processo de escolha da estratégia. No entanto, na prática este método não é viável devido aos custos que acarreta serem demasiado elevados.

Numa unidade de processamento existem vários parâmetros que a limitam, entre os quais, vazão máxima de líquidos, capacidade de tratamento de água e gás, injeção de água, número de poços. Estes parâmetros têm um papel preponderante na curva de produção do campo e por sua vez irá afetar o VAL. Magalhães et al. (2004) afirmou que estas limitações podem causar também um impacto significativo na escolha da estratégia de produção, sendo que por consequência, influencia a quantidade de poços e sua localização. Com isto, os autores apresentaram uma metodologia que permite realizar uma avaliação da influência da capacidade de processamento de vazão de líquidos utilizando como ferramenta o mapa de qualidade e seguindo uma estratégia base definida.

Já em 2010 Barreto et al. apresentou um estudo no qual aborda o corte de água ótimo, destacando que este seria interessante versus cenários que apresentam restrições operacionais. Sendo que a metodologia apresentada pelo autor consiste em várias etapas: (1) seleção de uma estratégia de exploração dos casos para o estudo; (2) estimativa do corte de água limite económico de operação de poços; (3) otimização do corte de água através de um algoritmo evolucionário; (4) avaliação do processo.

Ainda em 2010, Lima et al. apresentaram um estudo de otimização da estratégia de exploração tendo em conta a flexibilidade apresentada pela capacidade operacional da unidade, sendo que esta flexibilidade poderá aumentar a produção e consequentemente o valor do projeto (VAL), mas no qual o autor ressalva que é necessário ter em conta os riscos envolvidos nessa tomada de decisão.

### 2.1.3 Otimização da Produção

Nystad (1985) apresentou um modelo para otimização económica da exploração de um reservatório de petróleo em termos da taxa de depleção total (capacidade de produção, incluindo os aspectos de máxima eficiência) e da distribuição geográfica da capacidade de produção total (densidade de poços, número de plataformas etc.). O seu trabalho propõe o melhoramento do entendimento geral dos efeitos da economia no processo de tomada de decisão e melhorar a comunicação entre os economistas e os engenheiros de reservatórios.

Em 2001, Inemaka realizou um estudo apresentando uma solução analítica para resolver o problema do número ótimo de poços para um determinado campo, o qual anteriormente era obtido por um gráfico de retorno económico em função do espaçamento. As variáveis independentes da equação são preço do óleo, produção inicial, custo por poço em valor presente e a taxa de atração.

Também em 2001, Mezzomo teve uma abordagem diferente para determinar o melhor número e a localização de produtores e injetores num determinado campo, ao estabelecer uma estratégia de arranjo de poços para cada caso. Para tal realizou uma análise de sensibilidade das principais variáveis e posteriormente uma análise económica da solução mais adequada.

Já em 2002, Moreno e Schiozer desenvolveram uma metodologia onde o comportamento dos poços é observado tendo em conta os seguintes parâmetros: VAL, produção acumulada de óleo, água e gás e o tempo de produção. Sendo assim foi introduzido o conceito de vizinhança de poços, com a finalidade de diminuir o número de simulações a efetuar, devido a este contemplar a influência que a área vizinha têm com as mudanças causadas.

Em seu trabalho, Murty e Al-Haddad (2003) destacam a importância das equipas multidisciplinares para a gestão de um campo maduro. Demostram que o desenvolvimento de perfurações aliadas às operações e aplicações de novos projetos mostram sucesso na diminuição do declínio de produção do campo. No entanto a utilização de poços horizontais resultou em aumento da produção de óleo e da recuperação, devido à maior produtividade em relação aos poços verticais.

Nakajima, em 2003, apresentou um processo de otimização de desempenho de poços horizontais, o qual se inicia com a escolha de um cenário económico, da construção do mapa de qualidade e de uma análise de estratégia otimizada. Em seguida o autor propõe a classificação dos poços presentes e a determinação da ordem de prioridade para as modificações executadas, sendo que terá em conta o quão estão dependentes os poços entre eles criando de uma lista de prioridades.

Já em 2005, Guimarães apresentou um trabalho com base em simulações de diferenças finitas, simulação por linhas de fluxo e mapa de qualidade, tendo como objetivo principal apresentar uma tomada de decisão em relação ao investimento da produção e mudança de estratégia.

Rebeschini et al. (2010) apresentaram um exemplo de gestão digital integrado, o qual inclui um sistema de monitoramento de dados em tempo real sobre o qual podem ser gerados inúmeros cenários, sendo que o melhor cenário passará a ser utilizado como base para o planeamento do campo futuro. No entanto com o sistema de monitoramento também é possível criar uma relação entre os desvios de produção em relação à previsão, para além da rapidez de respostas, mas fundamentalmente pelo grau de confiabilidade que oferece.

Sousa et al. (2010) apresentam um fluxo de trabalho para otimização do desenvolvimento do campo. Para tal o autor dividiu em três etapas fundamentais: definição inicial dos poços alvo, recorrendo a um algoritmo que se baseia num mapa de qualidade, selecionando um alvo e descrevendo se está ativo ou inativo, deixando por último o tipo de poço, se o poço é produtor ou injetor. Neste trabalho a inovação do autor foi utilizar propriedades do campo estáticas e dinâmicas para calcular a propriedade de qualidade.

## Capítulo 3 – Introdução Teórica

### 3.1 Fundamentos Teóricos

Neste capítulo são apresentados os fundamentos teóricos, abordados no objeto de estudo e metodologia, os quais serão desenvolvidos e apresentados nos capítulos seguintes.

O engenheiro de reservatórios tem como tarefas fundamentais num campo de petróleo, as tomadas de decisões em relação a como o campo deve ser produzido. Para tal, usa simuladores numéricos de reservatórios, ferramentas extremamente úteis, pois permitem a previsão de produção e a execução de testes de alternativas para previsão da produção. Neste estudo é utilizado o simulador IMEX, da Computer Modelling Group Ltd.

Para o engenheiro de reservatórios é fundamental ter conhecimento de alguns conceitos que serão descritos seguidamente de forma sucinta.

#### 3.1.1 Função Objetivo

A função objetivo (FO) expressa quantitativamente o objetivo do estudo, tornando o processo menos abstrato. Geralmente, o indicador mais utilizado é o valor atual líquido, abrange custos, receitas e investimentos, de forma atualizada ao longo do tempo de vida de um campo, permitindo assim uma análise simples.

No entanto o VAL, não é o único parâmetro a ser utilizado na função objetivo, pois em casos com incertezas a composição entre o valor monetário esperado (VME) e uma medida de risco poderá ser utilizada na avaliação das alternativas existentes.

É de ressaltar que tanto para o VAL como para o VME deverá ser usado exclusivamente o fluxo de caixa futuro, ou seja, todo o tipo de investimento feitos no passado não deverá ser introduzido nestes parâmetros, a fim de facilitar a avaliação/análise do projeto.

#### 3.1.2 Variáveis de Entrada

As variáveis de entrada definem a estratégia de produção, permitindo realizar uma classificação em dois grupos: (1) variáveis de projeto e (2) variáveis de controlo.

As variáveis de projeto revelam as escolhas tomadas ao nível de equipamentos e configurações no desenvolvimento do campo. As alterações são realizadas antes e durante a implantação da estratégia. Este grupo pode ainda apresentar outras subdivisões mediante a importância e dificuldade de otimização para que o processo de escolha assistido seja facilitado, essas subdivisões são as seguintes:

- Grupo 1A: Alto impacto na função objetivo. Ex: número de poços, capacidade do sistema de produção, localização dos poços;
- Grupo 1B: com menor impacto na FO. Ex: cronograma de entrada de poços;
- Grupo 1C: com menor impacto na FO: Ex: posição das válvulas inteligentes.

As variáveis de controlo determinam a operação do campo, sendo que neste grupo as alterações são realizadas apenas após a implantação da estratégia. Este grupo ainda pode apresentar outras subdivisões, mediante a importância e dificuldade de otimização de forma ao processo de escolha assistido seja facilitado, que são as seguintes:

-Grupo 2A: com menor demanda de simulações e maior impacto na FO. Ex: condições de fechamento ou recompletação de poços (limites de corte de água, vazões ou limite de GOR);

-Grupo 2B: com maior demanda de simulações e menor impacto na FO. Ex: operação de válvulas.

Esta divisão apresentada visa facilitar a definição da prioridade e do grau de tratamento, a cada variável num processo assistido.

### 3.1.3 Métodos de Controlo

Para o controlo de produção efetuado através de válvulas podem ser adotado dois modos distintos: um denominado controlo reativo e o outro, controlo proactivo.

O controlo reativo do de válvulas é realizado tendo em conta alguns comportamentos visualizados na produção de fluidos no poço, ou seja, é a ação após a ocorrência de um evento, sendo que é identificado o indicador e o gatilho (Schiozer, 2013). Por exemplo, se o indicador é o corte de água, e tendo como objetivo de otimizar e maximizar o VAL. O Objetivo será diminuir a produção local de água e efeitos colaterais que possam advir, os quais podem ser previstos pelos simuladores de fluidos. No entanto, com o parâmetro de corte de água será possível determinar o melhor momento para o encerramento das válvulas, podendo tomar em conta o valor máximo de produção de água tendo como relação a produção de óleo. Acima do valor limite, irá haver uma perda monetária, pois o custo associado à produção de água poderá exceder a receita de produção de óleo.

No controlo proactivo, a programação de válvulas é feita de forma antecipada, ou seja, tenta-se evitar ou minimizar algum evento indesejado com alguma ação prévia (Schiozer, 2013). Por exemplo: se o evento for a chegada de água, a ação possível é o fechamento de um poço/válvula, com o intuito de retardar a chegada da água. No entanto estas alterações poderão resultar em efeitos colaterais como por exemplo, a redução de produtividade, os quais poderão ser observados por meio dos simuladores de fluidos,. Este tipo de controlo é o que permite uma maior recuperação de óleo, mas, no entanto para tal aplicação é necessário ao usuário ter um domínio elevado das características do reservatório [31].

### 3.1.4 Métodos de Otimização

Descreve-se de seguida os métodos de otimização com controlo proactivo, com controlo reativo, combinado e assistido.

No método de otimização proactivo é permitido o encerramento em qualquer momento antes da ocorrência do acontecimento indesejado. Esse momento poderá ser calculado, mas com um o espaço de busca que poderá ser bastante grande.

O método de otimização reativo permite a otimização do valor gatilho usando o indicador escolhido, tal como referido anteriormente. Neste método utiliza-se um método de otimização mais simples, devido ao fato de o número de variáveis ser baixo e a função objetivo (FO) mais suave.

O método de otimização combinado, permite ações quer proactivas quer reativas, a quaisquer momentos poderá ser introduzido antes ou depois do evento. Neste método devido à quantidade de variáveis são aconselháveis métodos mais sofisticados ou processos assistidos.

Por último, têm-se o método assistido que devido ao número elevado de variáveis, a ideia é utilizar as características físicas do problema para realizar análises prévias e através de indicadores e conhecimento, diminuir o espaço de busca e dividir o problema em etapas.

### 3.1.5 Tipos de Otimização

Os tipos de otimização permitem uma delineação quer seja utilizada a nível temporal, quer seja a factos existentes no reservatório. Como tal existe uma divisão em grupos que é: otimização em curto prazo, longo prazo e sob incertezas.

A otimização a curto prazo, tem em conta os efeitos a curto prazo, como por exemplo, a vazão de produção e a receita. Por norma este tipo de otimização é aplicado aquando o objetivo têm que ser imediato numa situação de gestão de um campo.

A otimização a longo prazo tem em conta efeitos a longo prazo e por norma é considerado a vida total do campo. Deve-se considerar as incertezas e riscos associados ao modelo. Este tipo de otimização pode ser utilizado em duas fases: na fase de gestão, otimizando-se as variáveis de controlo e na fase de desenvolvimento, otimizando-se as variáveis de projeto.

Na otimização sob incertezas é preciso ter cuidado ao se otimizar, devido ao fato de por norma o grau de incertezas ser elevado, sejam elas por exemplo geológicas, de fluidos, do modelo, económica. Nestas situações caso se tome o problema de uma forma determinística existe um elevado esforço computacional graças ao grau de precisão desejado. Por norma a forma mais simples de solucionar este problema é considerar a otimização próxima ao P50, ou seja, considerando que existe 50% de probabilidade de haver modelos mais pessimistas ou mais otimistas do que o escolhido.

## 3.2 Avaliação dos dados dados de produção

Para ser feita uma relação entre as várias opções de controlo, podendo estabelecer vantagens ou desvantagens das mesmas, é necessário realizar uma comparação dos dados de

produção. Dentro destes dá-se uma maior ênfase à maximização da produção de óleo e a diminuição da injeção de água.

### 3.2.1 Produção Acumulada de óleo ( $N_p$ )

A Produção acumulada de óleo, como o próprio nome indica, é a soma de todo o volume de óleo produzido poço/campo num certo período de tempo, em condições específicas (temperatura, pressão). Relacionado a isso, está ligado o fator de recuperação de óleo (FR), que é apresentado sempre de uma forma percentual do volume explorado no campo.

### 3.2.2 Produção Acumulada de Água ( $W_p$ )

A produção acumulada de água é a soma de todo o volume produzido de água por um poço/campo, num certo período de tempo, em condições específicas (temperaturas, pressão). A produção de água é importante em campos *offshore*, uma vez que depois de tratada, poderá ser descartada mas também poderá ser injetada novamente no reservatório, deste modo há um reaproveitamento da água para extrair mais óleo.

### 3.2.3 Injeção Acumulada de Água ( $W_{inj}$ )

A injeção de água nos campos de petróleo é algo bastante importante sendo denominada de um mecanismo de recuperação secundária, o qual têm dois grandes objetivos, o primeiro manter a pressurização no reservatório do reservatório e o segundo arrastar o óleo em direção dos poços produtores. O primeiro é fundamental que aconteça pois é através deste mecanismo que se consegue criar a diferença de pressão entre o poço e o reservatório conseguindo desse modo assegurar a produção de óleo.

### 3.2.4 Corte de Água ( $W_{cut}$ )

O corte de água ( $W_{cu}$ ) é a razão entre a produção de água e a produção total de líquidos (água e óleo), num certo período de tempo e em condições específicas de temperatura e pressão. O corte de água é um importante parâmetro e pode ser usado como critério de fecho de poços produtores. A decisão de fechar um poço produtor têm influência direta no desempenho económico do campo e dos poços vizinhos. Com isto num processo de escolha de estratégia de produção a escolha inadequada do valor do corte de água pode subavaliar a estratégia podendo desfavorece-la aquando comparada com outras ([7], Barreto, 2009).

O  $W_{cut}$  limite para fechamento de um poço depende somente de fatores económicos pois o limite de operação pelo corte de água poderia ser dado pelo balanço financeiro do poço. o  $W_{cut}$  limite para cada poço é expresso pela Equação 1 (a dedução matemática desta expressão pode ser consultada no Anexo)

$$W_{cut}_{lim}^i = \frac{P_o - C_{oi} - n * C_{inj}}{P_o - C_{oi} + C_{ai}} \quad (1)$$

Onde:

Po – preço do óleo por Volume (\$/L3);

Coi – custo do óleo produzida por volume do poço (\$/L3);

n – razão entre a injeção e a produção de líquidos;

Cinj – custo da água injetada por volume produzido no campo (\$/L3);

Cai – custo da água produzida por volume do poço (\$/L3);

### 3.3 Opções de Simulador

Para a elaboração deste estudo é utilizado o *software* IMEX (CMG). Este simulador permite várias opções de simulação. Essas opções podem ser obtidas por uma palavra-chave denominada de APPOR-METHOD, sendo que este comando contém ainda subcomandos de nome IP, INGUIDE, GUIDE e PRIOR os quais serão descritos seguidamente.

#### 3.3.1 Potencial Instantâneo (IP), padrão do simulador

Esta opção padrão do simulador executa a cada espaço de tempo uma divisão baseado no cálculo do IP, o qual é calculado pelo simulador, a fim de determinar as vazões de produção e injeção dos poços. Com isto, será atribuída a cada grupo de poços uma vazão, tendo em conta a vazão máxima da superfície que for estabelecida, seguindo a mobilidade total dos fluidos vs. fator geométrico do poço. Com isto o simulador ao longo do tempo de produção, realiza uma normalização da produção, a fim de determinar a vazão para cada poço considerando a vazão total dos poços sem restrição e o limite estabelecido no grupo. Para tal o simulador utiliza a seguinte:

$$\text{Vazão do poço (com restrição)} = \frac{\text{vazão do poço (sem restrição)}}{\text{vazão total (sem restrição)}} \times (\text{limite do grupo}) \quad (2)$$

#### 3.3.2 GUIDE

Este subcomando utiliza os valores de vazões especificados pelo utilizador do simulador de fluidos, com a finalidade de determinar o rácio da produção ou injeção dos poços de um determinado grupo. Assim cada poço, ou grupo irá assumir um valor alvo em proporção à vazão total tomada com limite, no caso de esta atribuição exceder a vazão máxima o poço ou grupo terá a vazão cortada, cumprindo assim com o valor de vazão máximo estabelecido. Com este comando, durante a simulação de fluidos, os poços vão tentar sempre produzir com as vazões definidas pelo utilizador enquanto a pressão for suficiente.

### 3.3.3 INGUIDE

O INGUIDE é um subcomando de controlo numérico que deriva do APPOR-METHOD. Esta permite ajustar vazões de produção e injeção através da priorização que o utilizador dá a cada variável, não esquecendo que essa distribuição de vazões é efetuada internamente pelo simulador. Para estabelecer essa prioridade, o usuário, necessita de colocar seja no grupo dos poços produtores ou injetores, vários comandos que permitiram ao simulador uma melhor otimização produção e injeção do campo.

Por último, fica a parte dinâmica deste comando, local onde o utilizador estabelece prioridades mediante a seguinte:

$$\text{Prioridade} = \frac{A_0(ig) + \sum_{i=1}^{nph} A_i(ig)Q(iw)}{B_0(ig) + \sum_{i=1}^{nph} B_i(ig)Q(iw)} \quad (3)$$

Esta equação é um cociente, que permitirá atribuir pesos, consoante seja a prioridade que o utilizador queira atribuir ao campo. Para tal a Tabela I apresenta o método de entrada, no simulador:

**Tabela I - Pesos da equação probabilidade**

TESTE0	CONST	*STO	*STG	*STW	*STS	*STL	*BHP
NUMBER	A <sub>0</sub>	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	A <sub>5</sub>	A <sub>6</sub>
DENOM	B <sub>0</sub>	B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	B <sub>3</sub>	B <sub>4</sub>	B <sub>5</sub>	B <sub>6</sub>

O objetivo deste trabalho é maximizar a produção do fluido desejável (óleo), ou minimizar a produção de um fluido não desejável (água) no modelo em estudo. Para priorizar estas variáveis utiliza-se a fórmula da prioridade, através do comando PRIOR-FORM.

No PRIOR-FORM, pode se introduzir estes subcomandos, com o intuito de alcançar da melhor forma o objetivo:

- PRIOR-CTRL
- PRIOR-RATE
- PRIOR-NUMBER
- PRIOR-DENOM

Estes subcomandos permitem monitorizar o tempo de controlo da prioridade (PRIOR-CTRL), o tipo de rateio que está a ser usado no cálculo da prioridade do poço (PRIOR-RATE), definir o peso do coeficiente do numerador da função prioridade (PRIOR-NUMBER) e por último definir o peso do coeficiente do denominador da função prioridade (PRIOR-DENOM).

Neste trabalho utilizam-se os subcomandos PRIOR-NUMBER e PRIOR-DENOM, com a finalidade de perceber o comportamento da função INGUIDE no caso de estudo em análise.

### 3.3.4 PRIOR

Esta subcomando é específico para o uso de uma lista de prioridade tal como o INGUIDE, pela palavra-chave do PRIOR-FORM, determinando assim o rateio das vazões do grupo pelos poços existentes. Assim depois de determinado esse rateio de poços, estes serão ordenados de acordo com um ranking de abertura, mas em prioridade decrescente.

### 3.3.5 CMOST

O CMOST é uma ferramenta em engenharia de reservatórios, a qual emprega um delineamento experimental inovador, uma amostragem e uma otimização de técnicas para determinar eficientemente parâmetros de reservatório, definidos pelo utilizador, que poderá definir a produção e por sua vez a recuperação do campo.

O CMOST usa métodos de otimização estocásticos, ou seja mais precisamente faz uma exploração planejada e evolução controlada. Para tal, o simulador explora o espaço de busca de forma aleatória para obter o máximo de informações sobre o espaço de solução. Aplica técnicas de busca tabu e de planeamento de experimentos para selecionar os valores dos parâmetros e criar conjuntos de dados de simulação representativos.

Esta busca tabu é uma Meta-Heurística sendo um processo adaptativo auxiliar, o qual é guiado por um algoritmo de busca local na exploração continua dentro de um espaço de busca. No qual o objetivo é partir de uma solução inicial, tentando avançar para uma outra solução (melhor que a anterior) na sua vizinhança até que satisfaça um determinado critério de parada. Este Algoritmo de pesquisa tabu, foi criado/proposto por Glover [16], é uma técnica muito semelhante à do simulated annealing.

Integração do CMOST em qualquer projeto de simulação de reservatórios tem como a finalidade aumentar a produtividade, tornando mais rápido o processamento o que por consequência permite uma rápida tomada de decisões do engenheiro de reservatórios.

Esta ferramenta pode ser combinada com outros simuladores, neste trabalho será conjugado com o IMEX (simulador) e o UNIPAR (calculador económico).

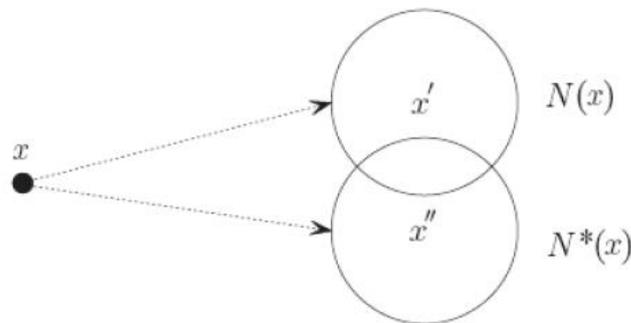
### 3.3.6 Algoritmo Busca Tabu

O Algoritmo de Busca Tabu é diferente de um algoritmo de busca local em dois aspetos fundamentais:

1. Na transição entre a configuração corrente e a melhor configuração vizinha ou à menos pior, é permitida a degradação do valor da função objetivo.
2. O conjunto de vizinhos de  $x$  não se caracteriza de maneira estática. Assim, o algoritmo define uma nova vizinhança,  $N^*(x)$  que varia dinamicamente em estrutura e tamanho durante o processo de otimização. Esta estratégia permite a Busca Tabu realizar uma busca eficiente e inteligente.

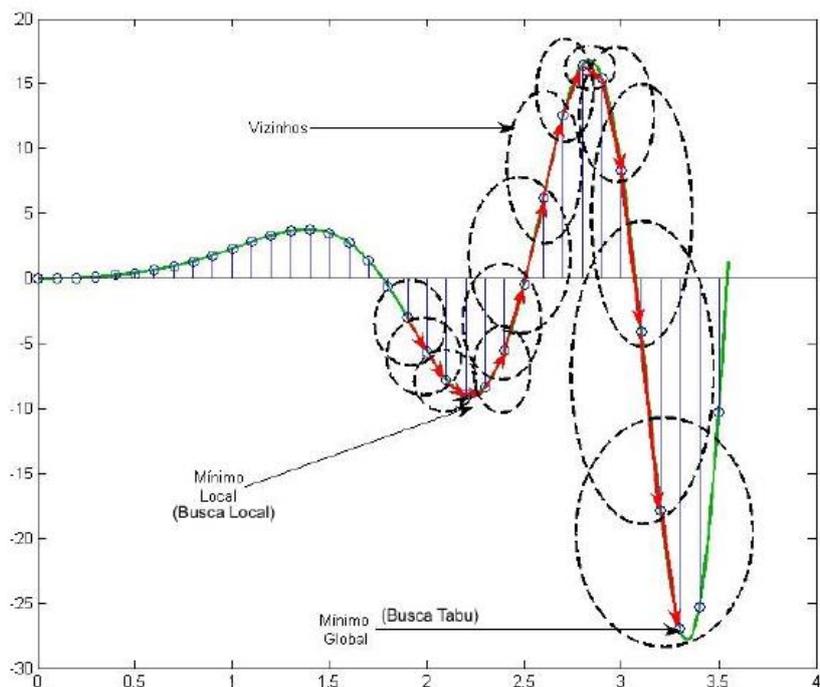
A Figura 1 mostra uma relação entre  $N(x)$  e  $N^*(x)$ . Os elementos de  $N^*(x)$  são determinados de várias formas, algumas apresentadas a seguir:

- Usando uma lista tabu que armazena atributos de configurações consideradas tabu (proibidas). Neste caso  $N(x) \subset N^*(x)$  pois alguns vizinhos definidos pela estrutura de vizinhança e cujos atributos fazem parte da lista tabu estão proibidos.
- Utilizam-se estratégias para diminuir o tamanho da vizinhança ou a lista de configurações candidatas. Em alguns casos o número de configurações vizinhas  $x \in N(x)$  pode ser muito grande e avaliar a função objetivo de cada uma dessas configurações, para encontrar aquela que apresenta melhor desempenho, pode demandar um elevado esforço computacional. Estas estratégias visam diminuir este esforço necessário em cada transição.
- Usando configurações de elite e path relinking para caracterizar e encontrar novas configurações candidatas. Esta estratégia visa encontrar novas configurações de alta qualidade que dificilmente seriam encontradas a partir da definição de  $N^*(x)$ . Verifica-se que neste caso a relação  $N(x) \subset N^*(x)$  não necessariamente é verdadeira.
- Redefinição do conjunto  $N^*(x)$  durante o processo de otimização.



**Figura 1 – Transição de configurações no algoritmo de Busca Tabu**

A representação e codificação do problema permitem identificar claramente a forma e estrutura de uma configuração e a possibilidade de aparecimento de configurações factíveis e infactíveis, e também a forma da função objetivo. A definição e caracterização eficiente da vizinhança de uma configuração proporcionam que a busca continue além do mínimo local, permitindo movimentos que não aprimoram o valor da função objetivo e modificações na estrutura da vizinhança de soluções subsequentes, entretendo isso depende do problema. A Figura 2 mostra a comparação entre a exploração do espaço de busca entre os métodos de busca local e Busca Tabu com o objetivo de encontrar o valor mínimo da função.



**Figura 2 - Espaço de busca entre busca local e busca tabu.**

O algoritmo busca Tabu utilizado no método de otimização DECE (*Designed Exploration and Controlled Evolution*), no CMOST é fundamentado pelas ideias propostas por Glover & Laguna em 1997, sendo que estes têm por base os procedimentos heurísticos que permitem explorar o espaço de busca, tornando possível a criação de novas soluções além das encontradas numa busca local.

O algoritmo inicia da mesma forma que um algoritmo de pesquisa local, sendo feita uma progressão interativa de um ponto até outro, até que um critério estabelecido a priori seja atingido. Em meio práticos, cada solução  $x$  dentro de um espaço de pesquisa  $\hat{X}$ , tem uma vizinhança de soluções  $N(x)$ , de tal forma que  $N(x) \subset \hat{X}$  função objetivo  $f(a)$  é utilizada como mecanismo de seleção entre as soluções distintas. Este mecanismo consiste na aceitação ou rejeição de uma nova solução  $x' \in N(x)$ , sendo que a transição entre a solução anterior  $a$  e a nova  $x'$  é feita através da operação movimento. Este método consiste em usar diversos movimentos que permitam melhorar o valor da função objetivo, sendo que termina quando não existirem soluções que melhorem o valor da função objetivo.

O método Busca Tabu é semelhante ao método de descida simples, onde o objetivo é a minimização da função  $f(x)$ , ou o inverso, o ascendente onde o objetivo será a maximização da função.

O método de ascendente simples procura em torno de toda a vizinhança de  $N(x)$  da solução  $x$ , a solução vizinha  $x'$  que apresente o maior valor da função  $f(x')$ . Este método acarreta uma desvantagem que é inerente ao tamanho do  $N(x)$ , o que se pode tornar impraticável a

computação de todas as soluções vizinhas e o valor encontrado como ótimo global não ser, por consequência a  $f(x)$  não é maximizada para todo  $x \in \hat{X}$ . A Busca Tabu é de encontrar soluções que aprimoram o valor da função objetivo, evitando a busca em toda a vizinhança. Sendo que por norma os algoritmos de Busca resolvem os problemas do tipo:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(x) \\ & \text{s. a } x \in \hat{X} \end{aligned}$$

Onde:

$x$  – solução

$F(x)$  – Função Objetivo

$\hat{X}$  = Espaço de busca

Por norma os sistemas de distribuição operam na forma radial por serem mais econômicos e mais simples de serem projetados, ou seja, existe um único caminho de transmissão de fluxos de potência ativa e reativa entre a fonte (subestação) e cada consumidor. Com isso, inclui a restrição de radicalidade na resolução do problema de reconfiguração em sistemas de distribuição. A restrição de radicalidade é um problema de difícil representação matemática, e é tratado no algoritmo de Busca Tabu de maneira eficiente através de uma codificação adequada das configurações.

## Capítulo 4 – Metodologia

### 4.1 Metodologia

A metodologia proposta neste trabalho de Tese, consiste em testar quatro formas de controlo de um reservatório petrolífero.

A opção 0 é definida pelo método de controlo do simulador. Este irá utilizar para a gestão de poços produtores/injetores, o potencial instantâneo, tal como descrito na secção 3.3.1 Potencial Instantâneo (IP), padrão do simulador), fazendo desta forma uma otimização a curto prazo.

A opção 1 utiliza as ferramentas disponibilizadas pelo simulador, a fim de efetuar uma gestão do campo de acordo com as prioridades estabelecidas, caracterizando uma otimização de curto prazo. No ponto 3.3 Opções de Simulador, foram descritas várias formas disponíveis no simulador, contudo neste trabalho será apresentada apenas uma das ferramentas. Isto deve-se ao fato da diferença de valores entre as ferramentas não ser demasiado relevantes, como tal apresenta-se a melhor, que será o INGUIDE.

Seguidamente serão apresentados os dez testes com a função INGUIDE, em conjunto com a equação de prioridade, tal como foi referido no ponto 3.3.3 INGUIDE)

Os dez testes são apresentados nas Tabela II à Tabela XI.

**Tabela II - Tabela representativa do teste 0 (prior. óleo)**

TESTE0	CONST	*STO	*STG	*STW	*STS	*STL	*BHP
NUMBER	0	1	0	0	0	0	0
DENOM	1	0	0	0	0	0	0

No teste 0, a prioridade é dada totalmente ao óleo, ou seja, o simulador irá realizar um rácio de vazões para cada poço, dando prioridade exclusivamente à produção de óleo.

No teste 1 (Tabela III), a prioridade de abertura de poços é dada em função do decréscimo do Corte de Água, em que serão priorizados os poços que tiverem valores de Corte de Água menores. Neste teste é realizada uma variação do peso do valor do Corte de Água, para se observar se é um fator que possa influenciar a produção de óleo nos modelos de estudo

**Tabela III - Tabela representativa do teste 1 (prior. dada ao WCT).**

TESTE1	CONST	*STO	*STG	*STW	*STS	*STL	*BHP
NUMBER	0	1	0	1	0	0	0
DENOM	0	0	0	1	0	0	0

.Tabela IV - Tabela representativa do teste 1\_1 (prior. dada ao WCT).

TESTE1_1	CONST	*STO	*STG	*STW	*STS	*STL	*BHP
NUMBER	0	1	0	0.75	0	0	0
DENOM	0	0	0	1	0	0	0

**Tabela V - Tabela representativa do teste 1\_2 (prior. dada ao WCT).**

TESTE1_2	CONST	*STO	*STG	*STW	*STS	*STL	*BHP
NUMBER	0	1	0	0.5	0	0	0
DENOM	0	0	0	1	0	0	0

**Tabela VI - Tabela representativa do teste 1\_3 (prior. dada ao WCT).**

TESTE1_3	CONST	*STO	*STG	*STW	*STS	*STL	*BHP
NUMBER	0	1	0	0.25	0	0	0
DENOM	0	0	0	1	0	0	0

No teste 2 (Tabela VII), a prioridade é minimizar a produção de gás e de água, com a finalidade de aumentar a produção de óleo.

**Tabela VII - Tabela representativa do teste 2 (prior. dada à diminuição de água e gás).**

TESTE2	CONST	*STO	*STG	*STW	*STS	*STL	*BHP
NUMBER	0	1	0	0	0	0	0
DENOM	0	0	0.01	1	0	0	0

**Tabela VIII - Tabela representativa do teste 3 (prior. dada ao óleo e pressão (BHP)).**

TESTE3	CONST	*STO	*STG	*STW	*STS	*STL	*BHP
NUMBER	0	1	0	0	0	0	1
DENOM	1	0	0	0	0	0	0

**Tabela IX - Tabela representativa do teste 3\_1 (prior. dada ao óleo e pressão (BHP)).**

TESTE3_1	CONST	*STO	*STG	*STW	*STS	*STL	*BHP
NUMBER	0	0.75	0	0	0	0	1
DENOM	1	0	0	0	0	0	0

**Tabela X - Tabela representativa do teste 3\_2 (prior. dada ao óleo e pressão (BHP)).**

TESTE3_2	CONST	*STO	*STG	*STW	*STS	*STL	*BHP
NUMBER	0	0.5	0	0	0	0	1
DENOM	1	0	0	0	0	0	0

**Tabela XI - Tabela representativa do teste 3\_3 (prior. dada ao óleo e pressão (BHP)).**

TESTE3_3	CONST	*STO	*STG	*STW	*STS	*STL	*BHP
NUMBER	0	0.25	0	0	0	0	1
DENOM	1	0	0	0	0	0	0

Com esta apresentação dá-se por terminada a opção 2, esta opção foi descrita de um modo mais exaustivo do que as restantes, pois esta foi desenvolvida na unidade curricular estágio.

A opção 2 é denominada de método controlo reativo. Nesta, a simulação será corrida até ao fim, observando o comportamento da mesma. Dependendo do comportamento, serão tomadas decisões para melhorar o comportamento observado, dando a possibilidade de melhorar a otimização, sendo que nesta situação o tipo de otimização é de longo prazo. Para a realização desta opção, utilizar-se há uma ferramenta de nome CMOST, o qual permite otimizar as variáveis de decisão.

A opção 3 é denominada de método de controlo proactivo. Nesta, o tipo de controlo da coordenação de válvulas é efetuada de forma antecipada, na qual se pretende reagir antes do evento suceder, sendo por isso considerada uma otimização de longo prazo.

Estas opções são aplicadas no modelo de estudo e seus resultados são apresentados no Capítulo 5.

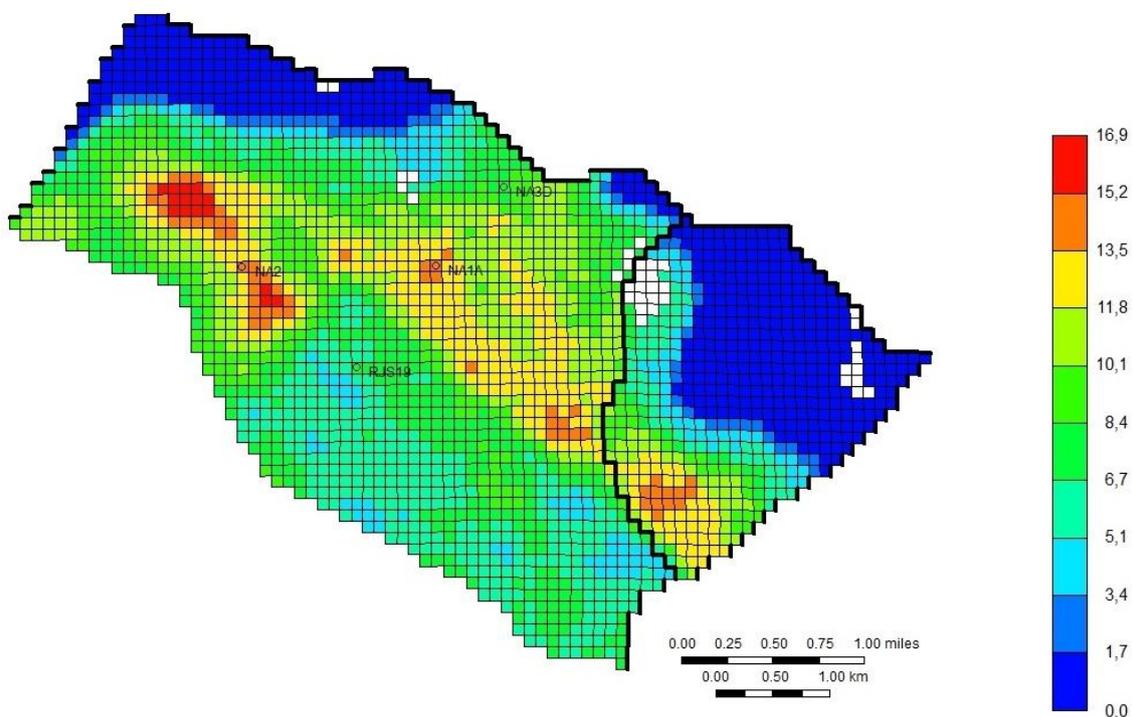
## 4.2 Objeto de estudo

O caso de estudo utilizado no âmbito deste trabalho é o UNISIM-I-D que contém um modelo de reservatório baseado no Campo de Namorado, Bacia de Campos, Brasil.

É um modelo de reservatório criado pelo grupo UNISIM com o propósito de comparar e validar diferentes metodologias de estudo em engenharia de reservatórios, sendo este um modelo robusto, com incertezas geológicas, económicas e operacionais. O UNISIM-I-D, deriva do modelo UNISIM-I desenvolvido por [34] Avansi e Schiozer (2013).

O modelo UNISIM-I-D foi desenvolvido a partir de uma malha fina de alta resolução, com 3.5 milhões de blocos utilizados para representar o campo de Namorado. Relativamente às propriedades petrofísicas do modelos, estas foram modeladas recorrendo a perfis de poços e dados de reflexão sísmica 2D e 3D reais.

Para o estudo realizado neste trabalho foram utilizados quatro poços verticais e uma malha com 37000 blocos, após o upscaling da malha do modelo original, para a criação de um histórico de produção. Por último o modelo UNISIM-I-D permitiu a criação de um conjunto de modelos que serão abordados na tese e denominados por Base 1 [15] Gaspar et al. (2014).



**Figura 3 - Mapa de óleo por unidade de área com a localização dos 4 poços**

Neste caso de estudo existem duas abordagens possíveis de seguir, uma determinística e outra probabilística. Na determinística têm por base as seguintes variáveis de decisão e

funções objetivo: (1) tipo, número localização e modo de abertura de poços; (2) restrições de produção líquidos, bem como na injeção de água; (3) valor presente líquido produção de água, produção acumulada e fator de recuperação.

O caso de estudo poderá ser definido cronologicamente da seguinte maneira: (1) tempos iniciais de simulação e produção ( $t_0$ ); (2) tempo de ajuste histórico ( $t_1=1461$  dias  $\approx$  4 anos); (3) intervalos de perfuração, completação, implantação de sistemas de produção ( $t_1-t_2 \approx$  1 ano); (4) aproximadamente 30 dias para ligação entre poços e plataforma; (5) restante tempo de produção até abandono do poço ( $t_{max}=10957$  dias).

Já a abordagem probabilística engloba todas as variáveis adotadas acima e ainda inclui outras funções-objetivo (valor monetário esperado, riscos etc.); incertezas econômicas (preço do óleo, custos operacionais, investimentos); incertezas geológicas (porosidade, permeabilidade, compressibilidade da rocha etc.) e incertezas operacionais (disponibilidade de sistemas, como plataforma, grupo de poços, poço produtor e poço injetor).

#### 4.2.1. Base 1

Nesta tese é apresentado o modelo 'base1', sendo aplicado a nove modelos representativos do UNISIM-I-D. Estes são modelos determinísticos UNISIM-I-D ([34], Avansi e Schiozer, 2013), como tal utiliza um histórico de produção de 4 anos com 4 poços verticais entre 31/05/2013 a 31/05/2017. Estes 4 poços verticais do período de histórico têm o nome de NA1A, NA2, NA3D e por último RSJ19, apresentando a sua informação na Tabela XII.

**Tabela XII - Informação dos poços produtores período do histórico**

Nome poço	Coordenadas			Max STL (m <sup>3</sup> /dia)	Min BHP (psi)	WCT	GOR	STO Min (m <sup>3</sup> /dia)
	I	J	K					
NA1A	38	36	1	3000	36	-	-	-
NA2	21	36	1	3000	36	-	-	-
NA3D	44	43	1	3000	36	-	-	-
RSJ19	31	27	1	3000	36	-	-	-

O modelo 'base1' foi submetido à estratégia de otimização 'MR1', desenvolvida por [15]Gaspar et al. (2014), as seguintes variáveis de projeto foram utilizadas: número, localização dos poços, limite de produção de fluidos na plataforma, tempos de abertura e fechamento dos poços. A partir de então, foi feita uma estimativa do número, localização de poços e limite de produção da plataforma necessários para otimizar o número de poços a serem utilizados. Em seguida, é feito uma estimativa do tempo de abertura dos poços. As próximas etapas consistem em otimizar a posição dos poços, 26 o limite de produção de fluidos na plataforma, o tempo de abertura e fechamentos dos poços. Depois é feita uma análise dos resultados otimizados obtidos, que de acordo com a necessidade, podem ser refinados para se obter a solução ótima.

## 4.2.2 Modelos Representativos

Os modelos apresentados neste trabalho, partiram da base denominada por modelos representativo 1 (MR1), a qual foi desenvolvida por Gaspar et al. (2014), sendo que as variáveis de projeto que foram utilizadas, são as seguintes: localização e número de poços, limite de produção de fluidos na plataforma, tempos de abertura e fecho de poços. Partindo deste ponto, foi realizada uma estimativa de o número de poços e o limite de produção da plataforma, com o objetivo de aperfeiçoar o número de poços a utilizar. Em seguida o autor otimizou a posição dos poços, limite de produção de fluidos da plataforma, bem como abertura e fecho de poços. Por último é realizada uma análise de resultados para chegar a melhor e ótima solução.

## 4.2.3 Configuração do Modelo Representativo

Contabilizando já os poços verticais introduzidos no período histórico, mais 11 poços produtores (Tabela XIII Tabela XIII) são adicionados e mais 6 injetores (Tabela XIV), sendo que entre os modelos apresentados ao nível de estratégia são todos iguais.

**Tabela XIII - Informação dos poços produtores**

Nome poço	Coordenadas			Max STL (m <sup>3</sup> /dia)	Min BHP (psi)	WCT	GOR	STO Min (m <sup>3</sup> /dia)
	I	J	K					
PROD005	27	16	1	2000	190	0.90	200	20
PROD008	18	27	1	1750	190	0.85	200	20
PROD009	7	41	1	2000	190	0.95	200	20
PROD010	32	33	1	2000	190	0.95	200	20
PROD012	41	29	1	2000	190	0.80	200	20
PROD014	50	40	1	1500	190	0.95	200	20
PROD021	18	42	1	2000	190	0.85	200	20
PROD023A	58	12	1	2000	190	0.95	200	20
PROD024A	65	36	1	2000	190	0.90	200	20
PROD025A	55	21	1	1750	190	0.90	200	20
PROD026	45	7	1	2000	190	0.85	200	20
IL_NA1A	38	36	1	1750	190	-	-	-
IL_NA2	21	36	1	2000	190	-	-	-
IL_NA3D	44	43	1	1750	190	-	-	-
IL_RSJ19	31	27	1	2000	190	-	-	-

**Tabela XIV - Informação dos poços injetores**

Nome Poço	Coordenadas			Max STL (m <sup>3</sup> /dia)	Min BHP (psi)
	I	J	K		
INJ006	51	23	13	5000	350
INJ010	56	36	12	4500	350
INJ019	34	22	13	4000	350
INJ021	26	42	15	5000	350
INJ022	25	27	15	5000	350
INJ023	48	4	13	4000	350

As diferenças existentes nos modelos representativos estão maioritariamente relacionadas com as propriedades petrofísicas do reservatório: permeabilidade, porosidade, porosidade efetiva, blocos nulos e nível de incerteza.

Estes modelos representativos, todos têm as mesmas condições iniciais, desde limite de produção de líquidos (STL), de óleo (STO) e de água (STW).

Estes modelos têm estas limitações ao nível de volume:

- STL: 16275 m<sup>3</sup>/dia;
- STO: 16275 m<sup>3</sup>/dia;
- STW Produção: 9067.5 m<sup>3</sup>/dia;
- STW Injeção: 23327.5 m<sup>3</sup>/dia;

Entre estes limites, que são os limites de campo, existem também limites de poços produtores e injetores.

Para produtores existem limites bastante importantes, que são o limite máximo de volume líquido (STL, m<sup>3</sup>/dia), a pressão mínima no fundo do poço (BHP) e valores que caso sejam atingidos o poço fechará (WCT, GOR, mínimo STO). Nestes modelos estas condições dos produtores não variam de modelo para modelo.

Para os injetores, as restrições são apenas o limite máximo de volume líquido (STL, m<sup>3</sup>/dia), a pressão máxima no fundo do poço (BHP).

Na Tabela XV seguinte apresenta-se o resumo dos vários parâmetros do modelo representativo 1:

**Tabela XV - Resultados de estratégia do modelo representativo 1**

Parâmetro	MR1
Nº poços produtores	15
Nº poços produtores ativos	12
Nº poços injetores	7
Cap.Prod.Plataforma	16275
Cap.Inj. Plataforma	23327.5
Raio poços verticais	0.156
Raio poços horizontais	0.0762
Fator geométrico	0.37
Coefficiente angular do poço	1
Fator "skin"	0

## Capítulo 5 - Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados das várias opções descritas anteriormente, em cada uma das opções serão apresentados exclusivamente os valores e os gráficos fundamentais para estabelecer a relação entre as opções (os restantes resultados obtidos são apresentados em anexo).

### 5.1 Opção 0

Como já anteriormente referido, esta opção realiza uma gestão de poços produtores/injetores. A apresentação desta opção é permitir uma observação dos resultados para cada modelo sem qualquer tipo de otimização, ou seja com a utilização do modo *default* do simulador (IP)

Na tabela seguinte são apresentados os volumes de produção e injeção acumulados e o VAL dos nove modelos representativos do caso de estudo.

**Tabela XVI - Resultados no modo default dos modelos representativos**

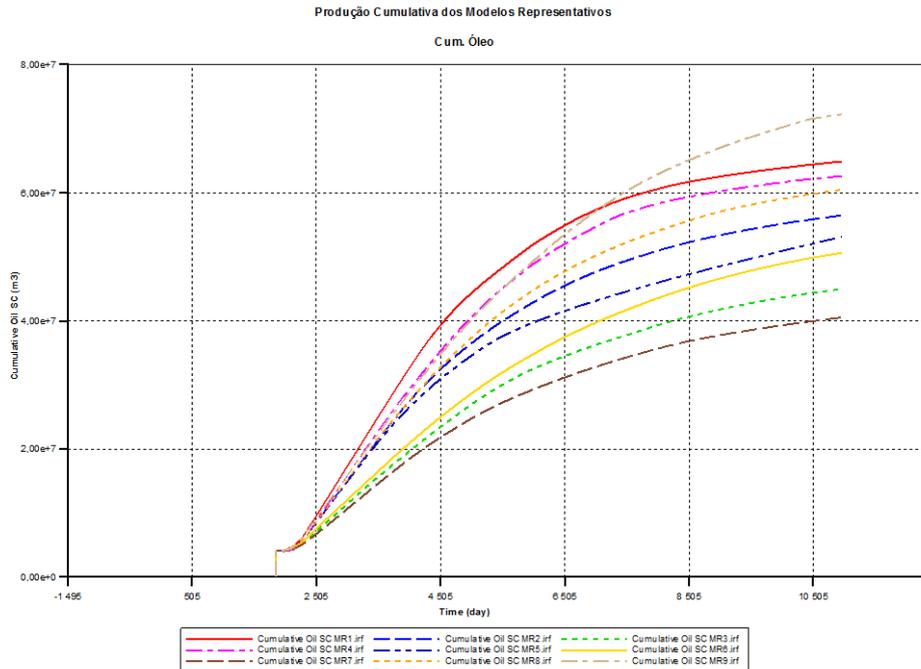
	Cum. Óleo (MSM3)	Cum. Gás (MMSM3)	Cum. Prod. Água (MSM3)	Cum. Inj. Água (MSM3)	VAL (\$)
MR1	64864	7338,7	49587	136961	2,1E+09
MR2	56438	6405,4	36604	113780	1,5E+09
MR3	44952	5071,6	27926	88864	8,7E+08
MR4	62588	7138,5	44094	128000	1,9E+09
MR5	53077	6086,5	39363	111425	1,3E+09
MR6	50603	5719,6	18718	86683	1,1E+09
MR7	40538	4602,4	14493	69526	6,4E+08
MR8	60456	6909,9	47354	130340	1,7E+09
MR9	72225	8153,5	34363	130086	2,2E+09

A diferença entre alguns dos nove modelos deve-se à variação que acontece à grande escala quer na produção acumulada de óleo e água bem como na injeção da mesma, sendo que os 9 modelos foram selecionados como representativos em relação a todas as incertezas e níveis, função objetivo e curva de risco.

Esta diferença existente é também observada nos gráficos de produção seguintes, os quais demonstram a diversidade existente nos vários modelos. É de ressaltar que estes nove modelos, são representativos de 214 existentes. Os quais foram desenvolvidos por Gaspar et al. (2014), sendo que as variáveis de projeto que foram utilizadas, são as seguintes: localização e número de poços, limite de produção de fluidos na plataforma, tempos de abertura e fecho de poços. Partindo deste ponto, foi realizada uma estimativa de o número de poços e o limite de produção da plataforma, com o objetivo de aperfeiçoar o número de poços a utilizar. Em seguida o autor otimizou a posição dos poços, limite de produção de fluidos da plataforma, bem como abertura e fecho de poços. Por último é realizada uma análise de resultados para chegar a melhor e ótima solução.

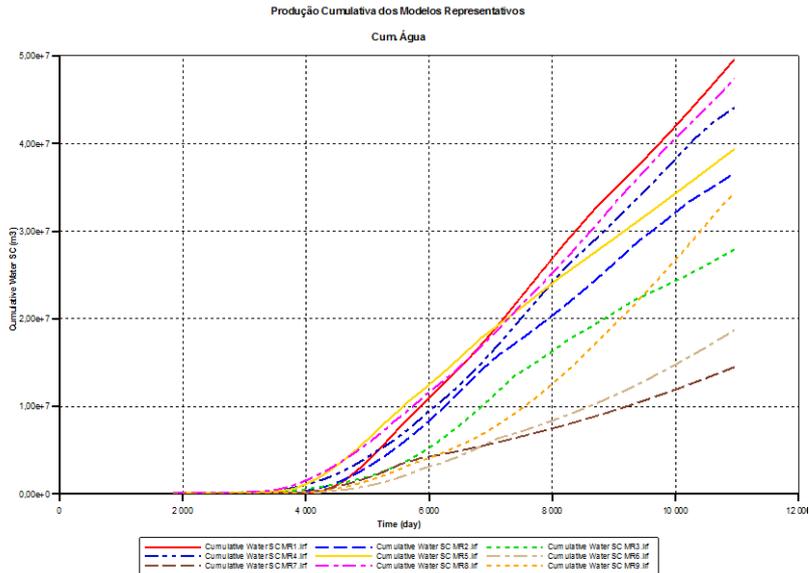
Como é possível observar no Figura 4, o modelo que se pode considerar que têm um maior volume de produção, é o Modelo Representativo 9, e o que apresenta menor produção é o Modelo Representativo 7. Este gráfico produção pode ser complementado com a Tabela

anteriormente apresentada, a fim de ter uma noção dos valores absolutos da produção acumulada de óleo em cada modelo.



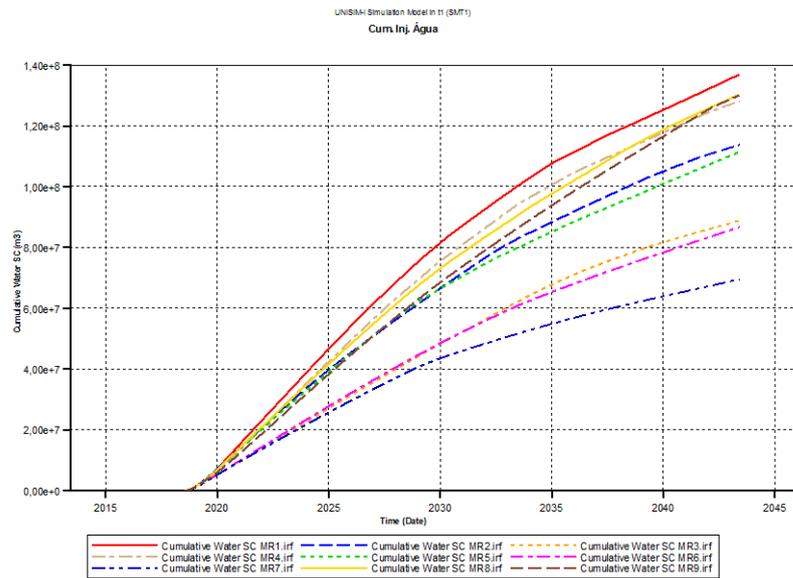
**Figura 4 - Produção de Óleo Acumulada dos MR**

No Figura 5 é possível de observar, que a maior produção de água acumulada pertence ao modelo representativo 1, já o que representa a menor produção acumulada de água é modelo 7. Este gráfico produção pode ser complementado com a Tabela XVI anteriormente apresentada, a fim de ter uma noção dos valores absolutos da produção acumulada de água em cada modelo.



**Figura 5 -Produção de Água Acumulada dos MR**

No Figura 6, a maior injeção acumulada de Água pertence ao modelo representativo 1, sendo que a menor injeção de produção pertence ao modelo representativo 7. Este gráfico pode ser complementado com a Tabela anteriormente apresentada, a fim de ter uma noção dos valores absolutos de injeção acumulada de em cada modelo.



**Figura 6 -Injeção de Água Acumulada dos MR**

## 5.2 Opção 1

A opção 1 utiliza as ferramentas disponibilizadas pelo simulador, a fim de efetuar uma gestão do campo de acordo com as prioridades estabelecidas, caracterizando uma otimização de curto prazo. Neste trabalho será apresentada apenas uma das ferramentas. Esta opção deve-se ao fato da diferença de valores entre as ferramentas não ser demasiado relevante, como tal apresenta-se a melhor, que será o INGUIDE.

### 5.2.1 Modelo Representativo 1 (MR1)

Relativamente ao MR1 este modelo apresenta algumas diferenças entre os testes realizados entre o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0) e a função INGUIDE. Aquando este modelo foi submetido, a função IP apresentou os seguintes resultados:

**Tabela XVII – Resultados da com IP**

MR1	Valores
Óleo (MSM3)	64864
Gás (MMSM3)	7338,7
Água (MSM3)	49587
Água Inj (MSM3)	136961
VAL (%)	2,184E+09

Tendo como base de valores o teste representado na Tabela XVII, o resultado dos valores dos seguintes testes serão em percentagem, comparando valores de VAL (\$BILHÕES). Apresenta-se o resultado do teste 0 com foco unicamente no óleo.

**Tabela XVIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.**

MR1	Valores
Óleo (MSM3)	64863
Gás (MMSM3)	7335,8
Água (MSM3)	49410
Água Inj (MSM3)	136751
VAL (%)	0,04

O teste 1, dá prioridade à abertura de poço com menor corte de água, são apresentados, quatro testes com diferentes pesos para o Corte de Água (Tabela XIX).

**Tabela XIX - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água**

MR1	Valores Corte de Água (100%)	Valores Corte de Água (75%)	Valores Corte de Água (50%)	Valores Corte de Água (25%)
Óleo (MSM3)	64838	64836	64836	64823
Gás (MMSM3)	7335,2	7334,9	7334,9	733,4
Água (MSM3)	49327	49316	49318	49197
Água Inj (MSM3)	136660	136645	136647	136514
VAL (%)	0,07	0,07	0,07	0,07

O teste 2, a prioridade é minimizar a produção de gás e de água, com a finalidade de aumentar a produção de óleo, ou seja reduzir o peso que estes dois fluidos têm e dar uma maior ênfase no óleo. (Tabela XX).Tabela

**Tabela XX - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás**

MR1	Valores
Óleo (MSM3)	64814
Gás (MMSM3)	7332,4
Água (MSM3)	49118
Água Inj (MSM3)	136417
VAL (%)	0,07

No teste 3 a prioridade é maximizar a produção de óleo, para tal dá-se prioridade tanto ao óleo como à pressão no fundo do poço (BHP). Neste há uma variação do peso do óleo ao longo dos testes para ver os diferentes comportamentos. (Tabela XXI)

**Tabela XXI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP**

MR1	Valores Óleo 100%	Valores Óleo 75%	Valores Óleo 50%	Valores Óleo 25%
Óleo (MSM3)	64836	64836	64836	64836
Gás (MMSM3)	7334,9	7334,8	7334,9	73334,8
Água (MSM3)	49317	49318	49317	49318
Água Inj (MSM3)	136646	136646	136446	136646
VAL (%)	0,07	0,07	0,07	0,07

Neste teste pode-se observar que os resultados dos diferentes subtestes não variam. As diferenças ao nível de produção de óleo, água e gás não muito discrepantes, permitindo afirmar que as opções tomadas no Grupo 2 (variáveis de controlo) não afetaram a do Grupo 1 (variáveis de projeto).

Por outro lado permite validar o Grupo 1, ou seja que o IP (default) para este caso é a melhor opção.

## 5.2.2 Modelo Representativo 2 (MR2)

Relativamente ao MR2, este foi o modelo que apresentou algumas diferenças entre o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0) e a função INGUIDE. Aquando este modelo foi submetido, a função IP apresentou os seguintes resultados:

**Tabela XXII – Resultados da com IP**

MR2	Valores
Óleo (MSM3)	56437
Gás (MMSM3)	6405,4
Água (MSM3)	36605
Água Inj (MSM3)	113778
VAL (\$ Mil Milhões)	1,57E+09

Tendo como base de valores o teste representado na Tabela , o resultado dos valores dos seguintes testes serão em percentagem, comparando valores de VAL (\$MIL MILHÕES). Apresenta-se o resultado do teste 0 com foco unicamente no óleo. (Tabela XXIII)

**Tabela XXIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.**

MR2	Valores
Óleo (MSM3)	56437
Gás (MMSM3)	6405,4
Água (MSM3)	36605
Água Inj (MSM3)	113778
VAL (%)	0,01

O teste 1, dá prioridade à abertura de poço com menor Corte de Água, são apresentados, quatro testes com diferentes pesos para o Corte de Água. (Tabela XXIV).

**Tabela XXIV - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água**

MR2	Valores Corte de Água (100%)	Valores Corte de Água (75%)	Valores Corte de Água (50%)	Valores Corte de Água (25%)
Óleo (MSM3)	54127	54127	54127	54127
Gás (MMSM3)	6142,5	6142,5	6142,5	6142,5
Água (MSM3)	22248	22248	22248	22248
Água Inj (MSM3)	95900	95900	95900	95900
VAL (%)	-46,48	-46,48	-46,48	-46,48

O teste 2, a prioridade é minimizar a produção de gás e de água, com a finalidade de aumentar a produção de óleo, ou seja reduzir o peso que estes dois fluidos têm e dar uma maior ênfase no óleo. (Tabela XXV)

**Tabela XXV - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás**

MR2	Valores
Óleo (MSM3)	50265
Gás (MMSM3)	5704,1
Água (MSM3)	17365
Água Inj (MSM3)	86241
VAL (%)	-59,51

No teste 3 a prioridade é maximizar a produção de óleo, para tal dá-se prioridade tanto ao óleo como à pressão no fundo do poço (BHP). Neste há uma variação do peso do óleo ao longo dos testes para ver os diferentes comportamentos. (Tabela XXVITabela )

**Tabela XXVI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP**

MR2	Valores Óleo 100%	Valores Óleo 75%	Valores Óleo 50%	Valores Óleo 25%
Óleo (MSM3)	55696	55696	55696	55696
Gás (MMSM3)	6320,9	6320,9	6320,9	6320,9
Água (MSM3)	32272	32272	32272	32272
Água Inj (MSM3)	108210	108210	108210	108210
VAL (%)	-18,72	-18,72	-18,72	-18,72

Neste teste pode-se observar que os resultados dos diferentes subtestes não variam muito. As diferenças ao nível de produção de óleo, água e gás não são muito distintas, permitindo afirmar que as opções tomadas no Grupo 2 (variáveis de controlo) não afetaram a do Grupo 1 (variáveis de projeto).

Por outro lado permite validar o Grupo 1, ou seja que o IP (default) para este caso é a melhor opção.

### 5.2.3 Modelo Representativo 3 (MR3)

Relativamente ao MR3, não apresentou diferenças o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0) e a função INGUIDE. Aquando este modelo foi submetido, a função IP apresentou os seguintes resultados:

**Tabela XXVII – Resultados da com IP**

MR3	Valores
Óleo (MSM3)	55696
Gás (MMSM3)	6320,9
Água (MSM3)	32272
Água Inj (MSM3)	108210
VAL (\$ Mil Milhões)	8,72E+08

Tendo como base de valores o teste representado na Tabela XXVII, o resultado dos valores dos seguintes testes serão em percentagem, comparando valores de VAL (\$MIL MILHÕES). Apresenta-se o resultado do teste 0 com foco unicamente no óleo. (Tabela XXVIII)

**Tabela XXVIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.**

MR3	Valores
Óleo (MSM3)	55696
Gás (MMSM3)	6320,9
Água (MSM3)	32272
Água Inj (MSM3)	108210
VAL (%)	0,0

O teste 1, dá prioridade à abertura de poço com menor Corte de Água, são apresentados, quatro testes com diferentes pesos para o Corte de Água. (Tabela XXIX)

**Tabela XXIX - Resultados da F.INGUIDE com prior. para o decréscimo do Corte de Água**

MR3	Valores Corte de Água (100%)	Valores Corte de Água (75%)	Valores Corte de Água (50%)	Valores Corte de Água (25%)
Óleo (MSM3)	55696	55696	55696	55696
Gás (MMSM3)	6320,9	6320,9	6320,9	6320,9
Água (MSM3)	32272	32272	32272	32272
Água Inj (MSM3)	108210	108210	108210	108210
VAL (%)	0,0	0,0	0,0	0,0

O teste 2, a prioridade é minimizar a produção de gás e de água, com a finalidade de aumentar a produção de óleo, ou seja reduzir o peso que estes dois fluidos têm e dar uma maior ênfase no óleo. (Tabela XXX)

**Tabela XXX - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás**

MR3	Valores
Óleo (MSM3)	55696
Gás (MMSM3)	6320,9
Água (MSM3)	32272
Água Inj (MSM3)	108210
VAL (%)	0,0

No teste 3 a prioridade é maximizar a produção de óleo, para tal dá-se prioridade tanto ao óleo como à pressão no fundo do poço (BHP). Neste há uma variação do peso do óleo ao longo dos testes para ver os diferentes comportamentos. (Tabela XXXITabela )

**Tabela XXXI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP**

MR3	Valores Óleo 100%	Valores Óleo 75%	Valores Óleo 50%	Valores Óleo 25%
Óleo (MSM3)	55696	55696	55696	55696
Gás (MMSM3)	6320,9	6320,9	6320,9	6320,9
Água (MSM3)	32272	32272	32272	32272
Água Inj (MSM3)	108210	108210	108210	108210
VAL (%)	0,0	0,0	0,0	0,0

Neste teste pode-se observar que os resultados dos diferentes subtestes não variam muito. As diferenças ao nível de produção de óleo, água e gás não são muito discrepantes, permitindo afirmar que as opções tomadas no Grupo 2 (variáveis de controlo) não afetaram a do Grupo 1 (variáveis de projeto).

Por outro lado permite validar o Grupo 1, ou seja que o IP (default) para este caso é a melhor opção.

## 5.2.4 Modelo Representativo 4 (MR4)

Relativamente ao MR4, este foi o modelo que apresentou algumas diferenças entre o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0) e a função INGUIDE. Aquando este modelo foi submetido, a função IP apresentou os seguintes resultados:

**Tabela XXXII – Resultados da com IP**

MR4	Valores
Óleo (MSM3)	62588
Gás (MMSM3)	7138,6
Água (MSM3)	44094
Água Inj (MSM3)	128000
VAL (\$ Mil Milhões)	1,96E+09

Tendo como base de valores o teste representado na Tabela XXXII, o resultado dos valores dos seguintes testes serão em percentagem, comparando valores de VAL (\$MIL MILHÕES). Apresenta-se o resultado do teste 0 com foco unicamente no óleo. (Tabela XXXIII)

**Tabela XXXIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.**

MR4	Valores
Óleo (MSM3)	62635
Gás (MMSM3)	7144
Água (MSM3)	44055
Água Inj (MSM3)	128030
VAL (%)	0,01

O teste 1, dá prioridade à abertura de poço com menor Corte de Água, são apresentados, quatro testes com diferentes pesos para o Corte de Água. (Tabela XXXIV)

**Tabela XXXIV - Resultados da F.INGUIDE com prior. para o decréscimo do Corte de Água**

MR4	Valores Corte de Água (100%)	Valores Corte de Água (75%)	Valores Corte de Água (50%)	Valores Corte de Água (25%)
Óleo (MSM3)	62635	62635	62636	62636
Gás (MMSM3)	7144,1	7144,1	7144,2	7144,2
Água (MSM3)	44054	44054	44055	44055
Água Inj (MSM3)	128029	128029	128031	128031
VAL (%)	0,01	0,01	0,01	0,01

O teste 2, a prioridade é minimizar a produção de gás e de água, com a finalidade de aumentar a produção de óleo, ou seja reduzir o peso que estes dois fluidos têm e dar uma maior ênfase no óleo. (Tabela XXXV)

**Tabela XXXV - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás**

MR4	Valores
Óleo (MSM3)	62593
Gás (MMSM3)	7139,2
Água (MSM3)	44118
Água Inj (MSM3)	128025
VAL (%)	0,01

No teste 3 a prioridade é maximizar a produção de óleo, para tal dá-se prioridade tanto ao óleo como à pressão no fundo do poço (BHP). Neste há uma variação do peso do óleo ao longo dos testes para ver os diferentes comportamentos. (Tabela XXXVI)

**Tabela XXXVI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP**

MR4	Valores Óleo 100%	Valores Óleo 75%	Valores Óleo 50%	Valores Óleo 25%
Óleo (MSM3)	62593	62635	62635	62634
Gás (MMSM3)	7139,1	7144	7144	7144
Água (MSM3)	44084	44054	44055	44054
Água Inj (MSM3)	127997	128029	128029	128029
VAL (%)	0,01	0,01	0,01	0,01

Neste teste pode-se observar que os resultados dos diferentes subtestes não variam muito. As diferenças ao nível de produção de óleo, água e gás não muito discrepantes, permitindo afirmar que as opções tomadas no Grupo 2 (variáveis de controlo) não afetaram a do Grupo 1 (variáveis de projeto).

Por outro lado permite validar o Grupo 1, ou seja que o IP (default) para este caso é a melhor opção..

### 5.2.5 Modelo Representativo 5 (MR5)

Relativamente ao MR5, este foi o modelo que apresentou algumas diferenças entre o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0) e a função INGUIDE. Aquando este modelo foi submetido, a função IP apresentou os seguintes resultados:

**Tabela XXXVII – Resultados da com IP**

MR5	Valores
Óleo (MSM3)	53072
Gás (MMSM3)	6086,9
Água (MSM3)	39366
Água Inj (MSM3)	111434
VAL (\$ Mil Milhões)	1,33E+09

Tendo como base de valores o teste representado na Tabela XXXVIITabela , o resultado dos valores dos seguintes testes serão em percentagem, comparando valores de VAL (\$MIL MILHÕES). Apresenta-se o resultado do teste 0 com foco unicamente no óleo.(Tabela XXXVIIIITabela )

**Tabela XXXVIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.**

MR5	Valores
Óleo (MSM3)	53072
Gás (MMSM3)	6086,9
Água (MSM3)	39366
Água Inj (MSM3)	111434
VAL (%)	-0,02

O teste 1, dá prioridade à abertura de poço com menor Corte de Água, são apresentados, quatro testes com diferentes pesos para o Corte de Água. (Tabela XXXIX)

**Tabela XXXIX - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água**

MR5	Valores Corte de Água (100%)	Valores Corte de Água (75%)	Valores Corte de Água (50%)	Valores Corte de Água (25%)
Óleo (MSM3)	53072	53072	53072	53072
Gás (MMSM3)	6086,9	6086,9	6086,9	6086,9
Água (MSM3)	39366	39366	39366	39366
Água Inj (MSM3)	111434	111434	111434	111434
VAL (%)	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02

O teste 2, a prioridade é minimizar a produção de gás e de água, com a finalidade de aumentar a produção de óleo, ou seja reduzir o peso que estes dois fluidos têm e dar uma maior ênfase no óleo. (Tabela XL)

**Tabela XL - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás**

MR5	Valores
Óleo (MSM3)	53072
Gás (MMSM3)	6086,9
Água (MSM3)	39366
Água Inj (MSM3)	111434
VAL (%)	-0,02

No teste 3 a prioridade é maximizar a produção de óleo, para tal dá-se prioridade tanto ao óleo como à pressão no fundo do poço (BHP). Neste há uma variação do peso do óleo ao longo dos testes para ver os diferentes comportamentos. (Tabela XLITabela )

**Tabela XLI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP**

MR5	Valores Óleo 100%	Valores Óleo 75%	Valores Óleo 50%	Valores Óleo 25%
Óleo (MSM3)	53072	53072	53072	53072
Gás (MMSM3)	6086,9	6086,9	6086,9	6086,9
Água (MSM3)	39366	39366	39366	39366
Água Inj (MSM3)	111434	111434	111434	111434
VAL (%)	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02

Neste teste pode-se observar que os resultados dos diferentes subtestes não variam muito. As diferenças ao nível de produção de óleo, água e gás não muito discrepantes, permitindo afirmar que as opções tomadas no Grupo 2 (variáveis de controlo ) não afetaram a do Grupo 1 (variáveis de projeto).

Por outro lado permite validar o Grupo 1, ou seja que o IP (default) para este caso é a melhor opção.

## 5.2.6 Modelo Representativo 6 (MR6)

Relativamente ao MR6, este foi o modelo que não apresentou diferenças entre o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0) e a função INGUIDE. Aquando este modelo foi submetido, a função IP apresentou os seguintes resultados:

**Tabela XLII – Resultados da com IP**

MR6	Valores
Óleo (MSM3)	50603
Gás (MMSM3)	5719,6
Água (MSM3)	18764
Água Inj (MSM3)	86729
VAL (\$ Mil Milhões)	1,14E+09

Tendo como base de valores o teste representado na Tabela XLII, o resultado dos valores dos seguintes testes serão em percentagem, comparando valores de VAL (\$MIL MILHÕES). Apresenta-se o resultado do teste 0 com foco unicamente no óleo. (Tabela XLIIITabela )

**Tabela XLIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.**

MR6	Valores
Óleo (MSM3)	50603
Gás (MMSM3)	5719,6
Água (MSM3)	18764
Água Inj (MSM3)	86729
VAL (%)	0,0

O teste 1, dá prioridade à abertura de poço com menor Corte de Água, são apresentados, quatro testes com diferentes pesos para o Corte de Água. (Tabela XLIV)

**Tabela XLIV - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água**

MR6	Valores Corte de Água (100%)	Valores Corte de Água (75%)	Valores Corte de Água (50%)	Valores Corte de Água (25%)
Óleo (MSM3)	50603	50603	50603	50603
Gás (MMSM3)	5719,6	5719,6	5719,6	5719,6
Água (MSM3)	18764	18764	18764	18764
Água Inj (MSM3)	86729	86729	86729	86729
VAL (%)	0,0	0,0	0,0	0,0

O teste 2, a prioridade é minimizar a produção de gás e de água, com a finalidade de aumentar a produção de óleo, ou seja reduzir o peso que estes dois fluidos têm e dar uma maior ênfase no óleo. (Tabela XLV)

**Tabela XLV - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás**

MR6	Valores
Óleo (MSM3)	50603
Gás (MMSM3)	5719,6
Água (MSM3)	18764
Água Inj (MSM3)	86729
VAL (%)	0,0

No teste 3 a prioridade é maximizar a produção de óleo, para tal dá-se prioridade tanto ao óleo como à pressão no fundo do poço (BHP). Neste há uma variação do peso do óleo ao longo dos testes para ver os diferentes comportamentos. (Tabela XLVITabela )

**Tabela XLVI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP**

MR6	Valores Óleo 100%	Valores Óleo 75%	Valores Óleo 50%	Valores Óleo 25%
Óleo (MSM3)	50603	50603	50603	50603
Gás (MMSM3)	5719,6	5719,6	5719,6	5719,6
Água (MSM3)	18764	18764	18764	18764
Água Inj (MSM3)	86729	86729	86729	86729
VAL (%)	0,0	0,0	0,0	0,0

Neste teste pode-se observar que os resultados dos diferentes subtestes não variam muito. As diferenças ao nível de produção de óleo, água e gás não muito discrepantes, permitindo afirmar que as opções tomadas no Grupo 2 (variáveis de controlo ) não afetaram a do Grupo 1 (variáveis de projeto).

Por outro lado permite validar o Grupo 1, ou seja que o IP (default) para este caso é a melhor opção.

### 5.2.7 Modelo Representativo 7 (MR7)

Relativamente ao MR7, este foi o modelo que apresentou algumas diferenças entre o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0) e a função INGUIDE. Aquando este modelo foi submetido, a função IP apresentou os seguintes resultados:

**Tabela XLVII – Resultados da com IP**

MR7	Valores
Óleo (MSM3)	40538
Gás (MMSM3)	4602,3
Água (MSM3)	14494
Água Inj (MSM3)	69525
VAL (\$ Mil Milhões)	6,44E+08

Tendo como base de valores o teste representado na Tabela XLVII, o resultado dos valores dos seguintes testes serão em percentagem, comparando valores de VAL (\$MIL MILHÕES). Apresenta-se o resultado do teste 0 com foco unicamente no óleo.(Tabela XLVIII Tabela )

**Tabela XLVIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.**

MR7	Valores
Óleo (MSM3)	40538
Gás (MMSM3)	4602,3
Água (MSM3)	14494
Água Inj (MSM3)	69525
VAL (%)	-0,01

O teste 1, dá prioridade à abertura de poço com menor Corte de Água, são apresentados, quatro testes com diferentes pesos para o Corte de Água. (Tabela )

**Tabela XLIX - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água**

MR7	Valores Corte de Água (100%)	Valores Corte de Água (75%)	Valores Corte de Água (50%)	Valores Corte de Água (25%)
Óleo (MSM3)	40538	40538	40538	40538
Gás (MMSM3)	4602,3	4602,3	4602,3	4602,3
Água (MSM3)	14494	14494	14494	14494
Água Inj (MSM3)	69525	69525	69525	69525
VAL (%)	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01

O teste 2, a prioridade é minimizar a produção de gás e de água, com a finalidade de aumentar a produção de óleo, ou seja reduzir o peso que estes dois fluidos têm e dar uma maior ênfase no óleo.(Tabela LTabela )

**Tabela L - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás**

MR7	Valores
Óleo (MSM3)	40538
Gás (MMSM3)	4602,3
Água (MSM3)	14494
Água Inj (MSM3)	69525
VAL (%)	-0,01

No teste 3 a prioridade é maximizar a produção de óleo, para tal dá-se prioridade tanto ao óleo como à pressão no fundo do poço (BHP). Neste há uma variação do peso do óleo ao longo dos testes para ver os diferentes comportamentos. (Tabela LI)

**Tabela LI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP**

MR7	Valores Óleo 100%	Valores Óleo 75%	Valores Óleo 50%	Valores Óleo 25%
Óleo (MSM3)	40538	40538	40538	40538
Gás (MMSM3)	4602,3	4602,3	4602,3	4602,3
Água (MSM3)	14494	14494	14494	14494
Água Inj (MSM3)	69525	69525	69525	69525
VAL (%)	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01

Neste teste pode-se observar que os resultados dos diferentes subtestes não variam muito. As diferenças ao nível de produção de óleo, água e gás não muito discrepantes, permitindo afirmar que as opções tomadas no Grupo 2 (variáveis de controlo) não afetaram a do Grupo 1 (variáveis de projeto).

Por outro lado permite validar o Grupo 1, ou seja que o IP (default) para este caso é a melhor opção.

## 5.2.8 Modelo Representativo 8 (MR8)

Relativamente ao MR8, este foi o modelo que apresentou algumas diferenças entre o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0) e a função INGUIDE. Aquando este modelo foi submetido, a função IP apresentou os seguintes resultados:

**Tabela LII – Resultados da com IP**

MR8	Valores
Óleo (MSM3)	60453
Gás (MMSM3)	6910,2
Água (MSM3)	47353
Água Inj (MSM3)	130340
VAL (\$ Mil Milhões)	1,71E+09

Tendo como base de valores o teste representado na Tabela LII o resultado dos valores dos seguintes testes serão em percentagem, comparando valores de VAL (\$MIL MILHÕES). Apresenta-se o resultado do teste 0 com foco unicamente no óleo.(Tabela )

**Tabela LIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.**

MR8	Valores
Óleo (MSM3)	60458
Gás (MMSM3)	6910,7
Água (MSM3)	47363
Água Inj (MSM3)	130356
VAL (%)	0,01

O teste 1, dá prioridade à abertura de poço com menor Corte de Água, são apresentados, quatro testes com diferentes pesos para o Corte de Água. (Tabela LIV)

**Tabela LIV - Resultados da F.INGUIDE com prior.para o decréscimo do Corte de Água**

MR8	Valores Corte de Água (100%)	Valores Corte de Água (75%)	Valores Corte de Água (50%)	Valores Corte de Água (25%)
Óleo (MSM3)	60458	60458	60458	60458
Gás (MMSM3)	6910,7	6910,7	6910,7	6910,7
Água (MSM3)	47363	47363	47363	47363
Água Inj (MSM3)	130356	130356	130356	130356
VAL (%)	0,01	0,01	0,01	0,01

O teste 2, a prioridade é minimizar a produção de gás e de água, com a finalidade de aumentar a produção de óleo, ou seja reduzir o peso que estes dois fluidos têm e dar uma maior ênfase no óleo.(Tabela )

**Tabela LV - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás**

MR8	Valores
Óleo (MSM3)	60458
Gás (MMSM3)	6910,7
Água (MSM3)	47363
Água Inj (MSM3)	130356
VAL (%)	0,01

No teste 3 a prioridade é maximizar a produção de óleo, para tal dá-se prioridade tanto ao óleo como à pressão no fundo do poço (BHP). Neste há uma variação do peso do óleo ao longo dos testes para ver os diferentes comportamentos. (Tabela LVI)

**Tabela LVI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP**

MR8	Valores Óleo 100%	Valores Óleo 75%	Valores Óleo 50%	Valores Óleo 25%
Óleo (MSM3)	60458	60458	60458	60458
Gás (MMSM3)	6910,7	6910,7	6910,7	6910,7
Água (MSM3)	47363	47363	47363	47363
Água Inj (MSM3)	130356	130356	130356	130356
VAL (%)	0,01	0,01	0,01	0,01

Neste teste pode-se observar que os resultados dos diferentes subtestes não variam muito. As diferenças ao nível de produção de óleo, água e gás não muito discrepantes, permitindo afirmar que as opções tomadas no Grupo 2 (variáveis de controlo) não afetaram a do Grupo 1 (variáveis de projeto).

Por outro lado permite validar o Grupo 1, ou seja que o IP (default) para este caso é a melhor opção.

### 5.2.9 Modelo Representativo 9 (MR9)

Relativamente ao MR8, este foi o modelo que apresentou algumas diferenças entre o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0) e a função INGUIDE. Aquando este modelo foi submetido, a função IP apresentou os seguintes resultados:

**Tabela LVII – Resultados da com IP**

MR9	Valores
Óleo (MSM3)	72226
Gás (MMSM3)	8153,7
Água (MSM3)	34369
Água Inj (MSM3)	130093
VAL (\$ Mil Milhões)	2,24E+09

Tendo como base de valores o teste representado na Tabela LVII, o resultado dos valores dos seguintes testes serão em percentagem, comparando valores de VAL (\$MIL MILHÕES). Apresenta-se o resultado do teste 0 com foco unicamente no óleo. (Tabela LVIII)

**Tabela LVIII - Resultados da F. INGUIDE com prior. para o óleo.**

MR9	Valores
Óleo (MSM3)	72230
Gás (MMSM3)	8154,1
Água (MSM3)	34413
Água Inj (MSM3)	130120
VAL (%)	-0,002%

O teste 1, dá prioridade à abertura de poço com menor Corte de Água, são apresentados, quatro testes com diferentes pesos para o Corte de Água. (Tabela LIX Tabela )

**Tabela LIX - Resultados da F.INGUIDE com prior. para o decréscimo do Corte de Água**

MR9	Valores Corte de Água (100%)	Valores Corte de Água (75%)	Valores Corte de Água (50%)	Valores Corte de Água (25%)
Óleo (MSM3)	72230	72230	72230	72230
Gás (MMSM3)	8154,1	8154,1	8154,1	8154,1
Água (MSM3)	34413	34413	34413	34413
Água Inj (MSM3)	130120	130120	130120	130120
VAL (%)	-0,002%	-0,002%	-0,002%	-0,002%

O teste 2, a prioridade é minimizar a produção de gás e de água, com a finalidade de aumentar a produção de óleo, ou seja reduzir o peso que estes dois fluidos têm e dar uma maior ênfase no óleo. (Tabela LX)

**Tabela LX - Resultados da F.INGUIDE com prior.de minimizar a produção de gás**

MR9	Valores
Óleo (MSM3)	72230
Gás (MMSM3)	8154,1
Água (MSM3)	34413
Água Inj (MSM3)	130120
VAL (%)	-0,002%

No teste 3 a prioridade é maximizar a produção de óleo, para tal dá-se prioridade tanto ao óleo como à pressão no fundo do poço (BHP). Neste há uma variação do peso do óleo ao longo dos testes para ver os diferentes comportamentos. (Tabela LXI)

**Tabela LXI - Resultados da F.INGUIDE com prior. para óleo e BHP**

MR9	Valores Óleo 100%	Valores Óleo 75%	Valores Óleo 50%	Valores Óleo 25%
Óleo (MSM3)	72230	72230	72230	72230
Gás (MMSM3)	8154,1	8154,1	8154,1	8154,1
Água (MSM3)	34413	34413	34413	34413
Água Inj (MSM3)	130120	130120	130120	130120
VAL (%)	-0,002%	-0,002%	-0,002%	-0,002%

Neste teste pode-se observar que os resultados dos diferentes subtestes não variam muito. As diferenças ao nível de produção de óleo, água e gás não muito discrepantes, permitindo afirmar que as opções tomadas no Grupo 2 (variáveis de controlo) não afetaram a do Grupo 1 (variáveis de projeto).

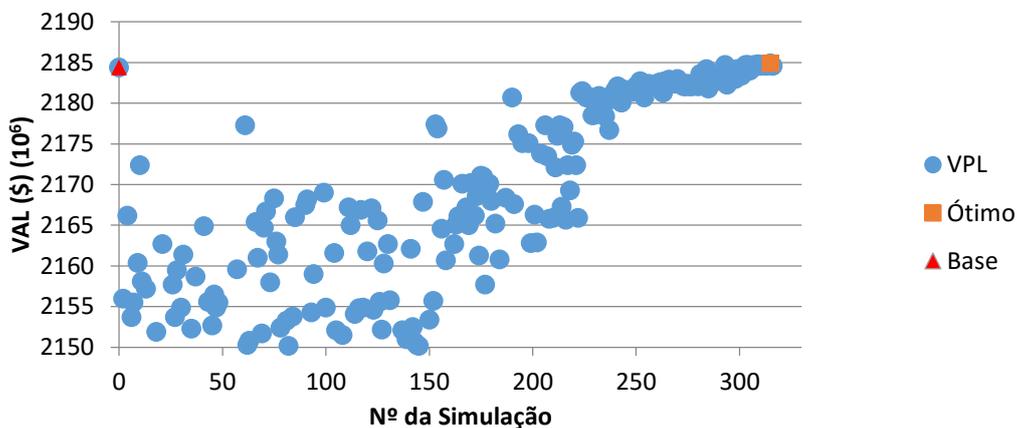
Por outro lado permite validar o Grupo 1, ou seja que o IP (default) para este caso é a melhor opção. Por último pode-se concluir que as posições dos poços estão corretas.

## 5.3 Opção 2

Neste subcapítulo será apresentado o controlo reativo, no qual ter-se-á em conta a variável do corte de água, a qual irá ser otimizada com a ajuda do software CMOST, a fim de obter o valor ótimo a nível global. Para tal foi definido no simulador, um valor máximo de 95%(0,95) e um valor Mínimo de 75% (0,75), para a variável de corte de água. Serão apresentados os 9 modelos representativos, nos quais será feita uma análise com os poços que tiverem uma maior variação. O intuito desta análise será perceber as diferenças de comportamento, tendo como comparação o caso da opção 0 (IP) com a melhor otimização obtida para cada modelo.

### 5.3.1 Modelo Representativo 1 (MR1)

Relativamente ao MR1, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP. As simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados na Figura 7.

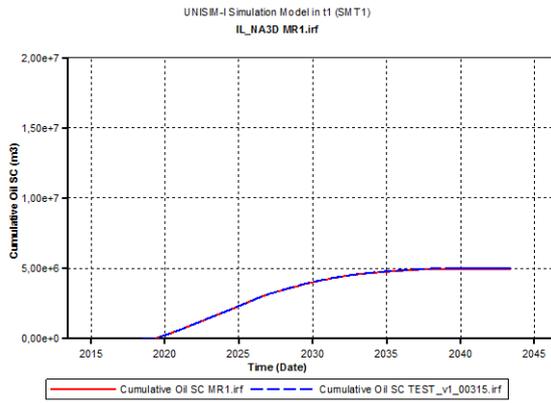


**Figura 7 - Resultados da otimização do MR1 recorrendo ao CMOST**

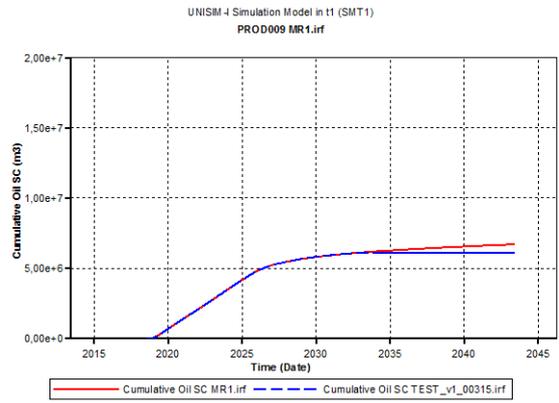
Como se pode observar foi necessário um número elevado de simulações para chegar a uma simulação otimizada (Iteração 315), sendo que o valor obtido de VAL, não foi muito melhor do que o obtido pelo simulador na opção IP.

Relativamente a este modelo serão somente apresentados os poços que apresentarem uma diferença significativa são apresentados nesta secção.

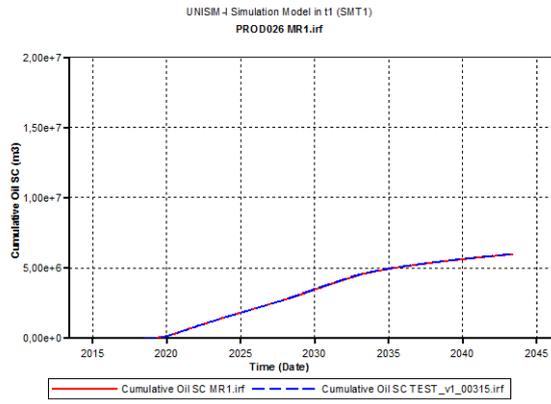
Na produção de óleo a diferença não é muito elevada entre poços, os que se destacam quer positivamente quer negativamente são os poços IL\_NA3D, PROD026 e o PROD009.



**Figura 8 - Produção acumulada de óleo IL\_NA3D**



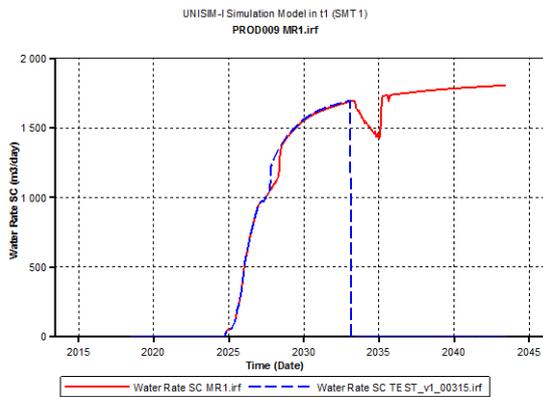
**Figura 9 - Produção acumulada de óleo PROD009**



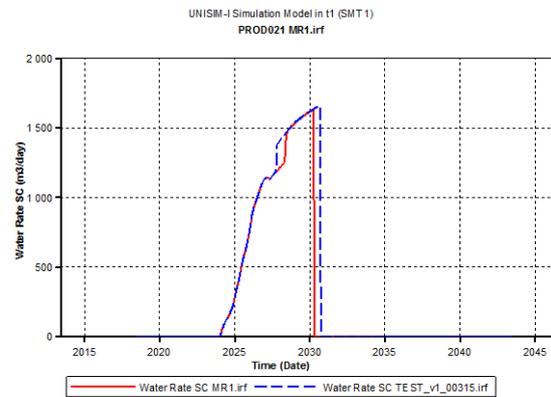
**Figura 10 - Produção acumulada de óleo PROD026A**

Como pode ser observado as diferenças são muito pequenas, Isto deve-se ao fato de as alterações feitas de acordo com o campo, não afetarem o modelo devido a este já apresentar uma estratégia otimizada.

O mesmo acontece com a produção de água, consegue-se produzir menos água em alguns poços, como é o caso do IL\_NA3D, que por sua vez é compensado nos poços que tenham linhas de fluxo em comum, tais como PROD009, PROD021, PROD023 e PROD025, os quais por sua vez produziram um volume maior, que poderá ser observado nas figuras seguintes.



**Figura 11 - Produção de água PROD009**



**Figura 12 - Produção de água PROD021**

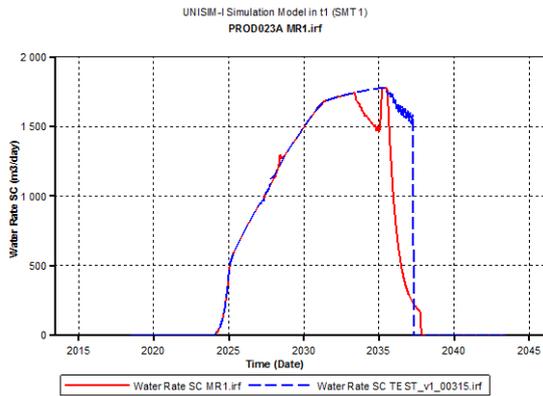


Figura 13 - Produção de água PROD023

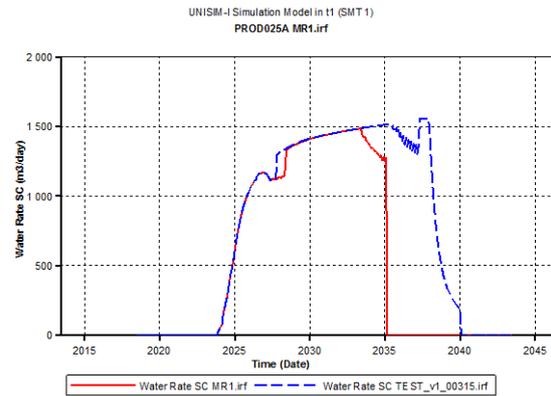


Figura 14 - Produção de água PROD025

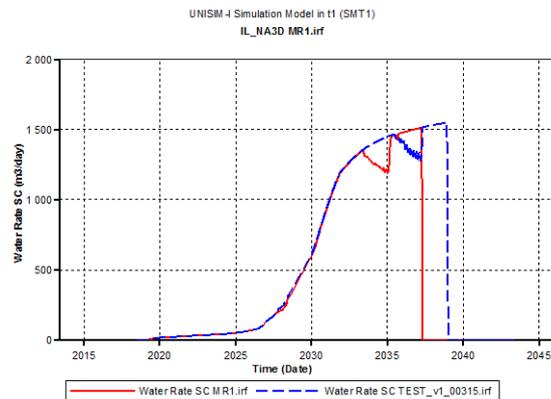


Figura 15 - Produção de água IL\_NA3D

Através da interpretação dos resultados obtidos (Figura 10, 11 e 12), observa-se uma redução da produção de água em alguns poços da plataforma, como por exemplo os PROD009 e do PROD021. Os quais são vizinhos, pelo que o comportamento comum em ambos deve-se ao fato de a água estar a preencher espaços vazios, que anteriormente não estavam sendo ocupados. Tal afirmação é suportada pela produção de água dos outros produtores apresentados ter aumentado, pelo que pode dizer-se que com as alterações efetuadas, a água completou zonas diferentes. É de ressaltar que esta mudança na produção de água não é influenciadora de uma maior produção de óleo, simplesmente demonstra que poderá ser uma outra estratégia a ter em conta.

Tabela LXII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2

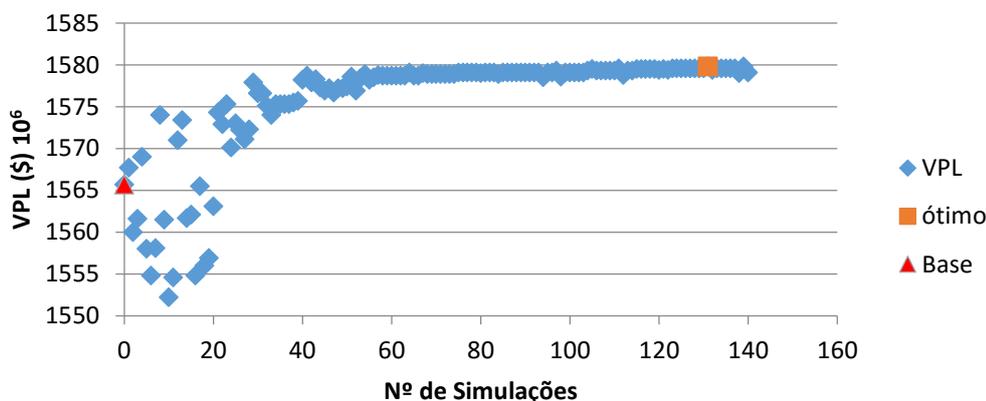
	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>6</sup> )
<b>MR1-Opção 0</b>	64870	7339,5	49565	136938	2184,4
<b>MR1- Opção 2</b>	64581	7305,2	46451	133648	2184,9
<b>Diferença</b>	-0,45%	-0,46%	-6,3%	2,4%	0,2%

Observa-se que a diferença entre o modelo base e o otimizado, é mínima em relação às produções de óleo, água e gás. No entanto há um aumento de VAL do caso otimizado, embora pouco significativo.

Com estes valores é possível afirmar que o MR1 já apresenta a estratégia otimizada, sendo que esta afirmação poderá ser constatada através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default), é a melhor opção.

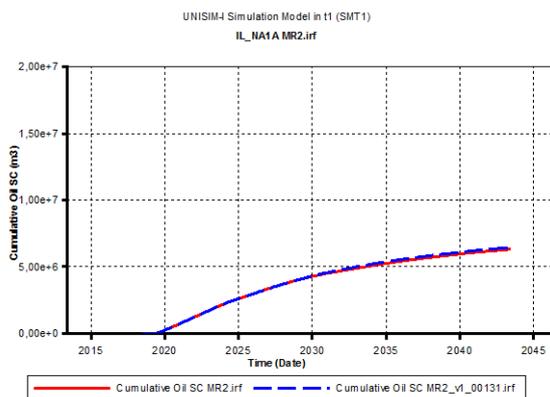
### 5.3.2 Modelo Representativo 2 (MR2)

Relativamente ao MR2, este modelo apresentou diferenças entre a otimização realizada no CMOST e o IP. Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados na Figura 16.

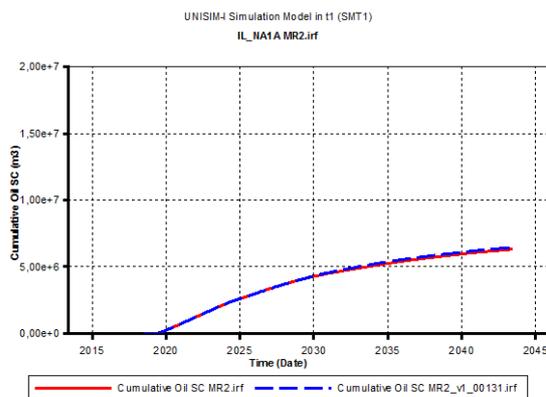


**Figura 16 - Resultados da otimização do MR2 recorrendo ao CMOST**

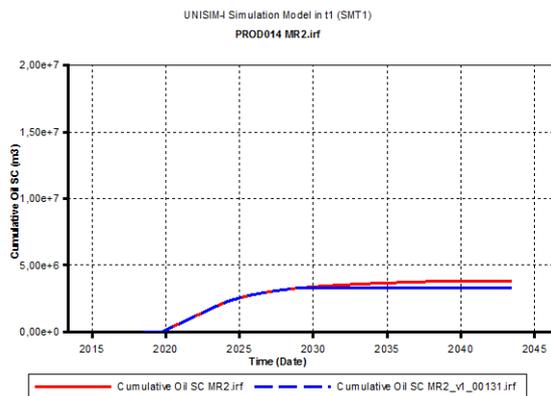
Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número relativamente elevado de simulações para chegar a uma simulação otimizada (Iteração 131). Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço. Contudo só serão apresentados os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa, afim de não tornar a análise do mesmo demasiado extenso.



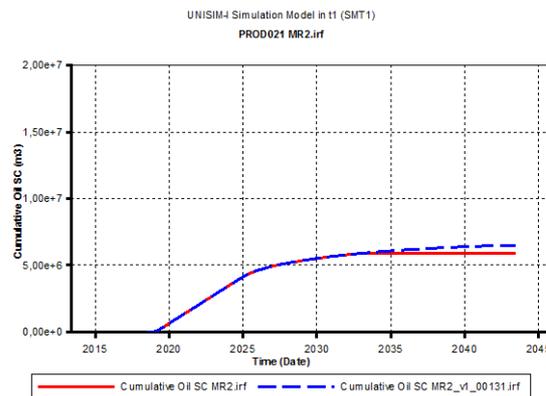
**Figura 17 - Produção acumulada de óleo**



**Figura 18 - Produção acumulada de óleo PROD012**



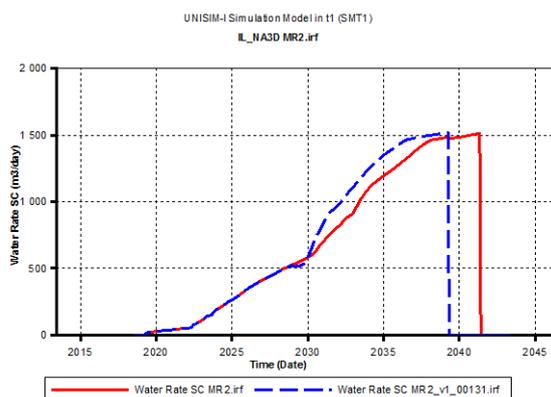
**Figura 19 - Produção acumulada de óleo PROD014**



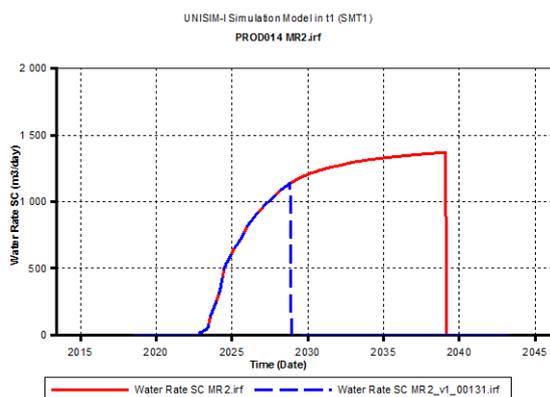
**Figura 20 - Produção acumulada de óleo PROD021**

Os gráficos apresentados representam a produção acumulada de óleo em alguns pode ser observado um aumento no caso do PROD012, PROD014, PROD IL\_NA1A e um ligeiro decréscimo no PROD014. Nos casos de aumento é de ressaltar que o PROD012 e PROD021, tiveram um aumento devido ao ajuste feito, no valor de corte de água, pois estão localizados numa zona central do reservatório, o que os torna bastante vulneráveis.

Para além desta diferença de produção de óleo também existe uma diferença na produção de água, a qual nesta opção foi uma das variáveis a otimizar, tal como foi referido anteriormente. O objetivo será melhorar o evento de corte de água apresentado em alguns dos poços. Esse objetivo foi conseguido, mas por outro lado houve poços que com essas alterações sofreram danos colaterais estando a fechar mais cedo, como poderá ser visto nas Figuras seguintes.



**Figura 21 - Produção de água PROD IL\_NA3D**



**Figura 22 - Produção de água PROD014**

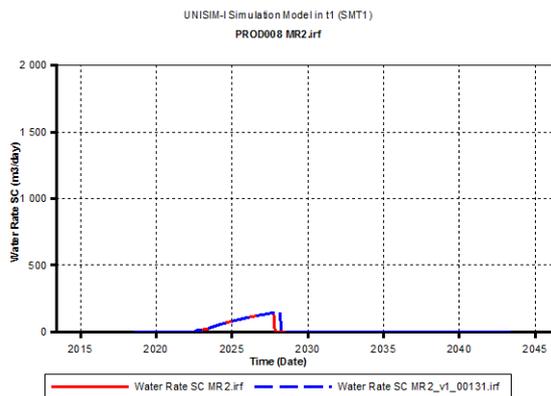


Figura 23 - Produção de água PROD008

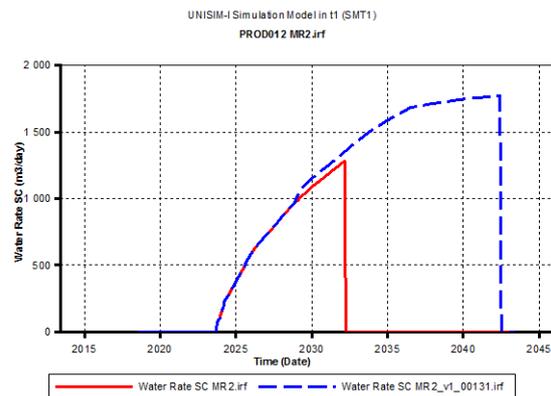


Figura 24 - Produção de água PROD012

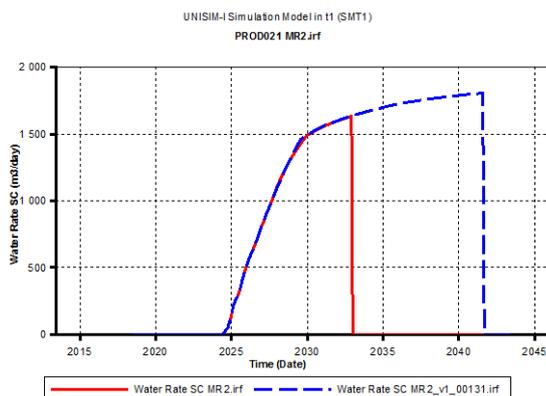


Figura 25 – Produção de água PROD021

Através das figura Figura 21 à Figura 25 é possível afirmar que houve poços a produzirem mais, pois no caso base (opção 0) estavam a fechar cedo, pelo que com a alteração efetuada consegue-se prolongar o funcionamento de alguns poços. Contudo pode ser observado nos gráficos um aumento de produção de água elevado. No caso dos poços PROD012 E PROD021, sendo que isso se deve em contrapartida à diminuição brusca de produção do PROD014. Pode-se dizer que o PROD014 produziu menos, mas foi compensado pelos poços PROD012 e PROD021, este fenómeno pode ser considerado de dano colateral, pois foi restringida a produção num determinado poço a qual foi compensada por outro. Isto não significa que tenha sido melhor, simplesmente foi um ajuste realizado no comportamento de campo-poços. Com isto afirma-se que o controle em termos de funcionamento honrou os objetivos de uma forma local, pelo que falta a comparação global, volumes, pois como observado os resultados da otimização do valor de VAL não sofreu um aumento elevado. Os volumes obtidos são apresentados na Tabela LXIII.

Tabela LXIII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>6</sup> )
MR2-Opção 0	56439	6405,5	36604	113778	1565,7
MR2- Opção 2	57308	6504,4	42340	120702	1579,7
Diferença	+1,5%	+1,5%	+13,5%	+6,1%	+0,9%

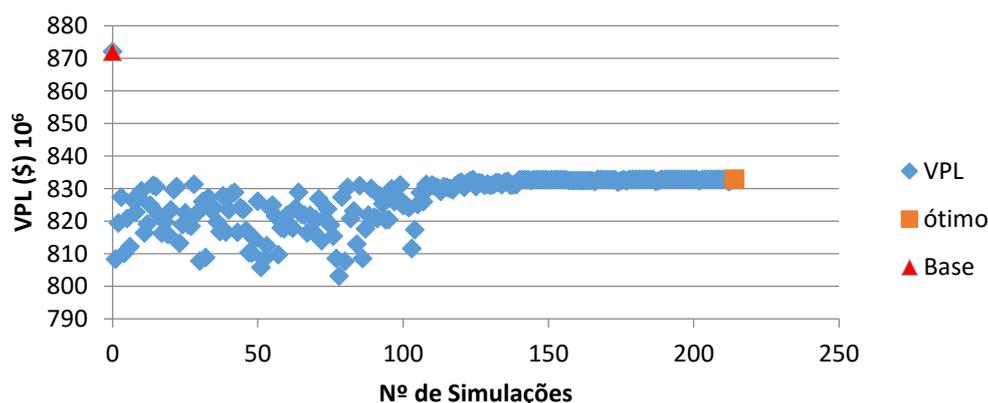
Com base na Tabela LXIII, observa-se que houve maior produção de óleo, no entanto também houve uma maior produção de água e por consequência um aumento da injeção da mesma. Estes resultados permitem inferir que nem sempre um aumento do volume de óleo é benéfico para a produção de um campo, pois para tal acontecer terá que haver algumas mudanças em certos parâmetros. Tendo em conta o campo, o aumento de óleo sucedeu-se devido ao fato dos poços PROD012 e PROD021 terem produzido mais, estes poços nem conseguiram “recuperar” volume de óleo perdido em poços como o PROD014. No entanto para isso foi necessário um aumento de produção de água de 13,5% e de injeção de 6,1%. Este aumento veio piorar os resultados melhorados de produção de óleo, pois o custo existente para a injeção e produção desta água fazem com não se note um elevado aumento no VAL, o qual neste caso é de 0,9%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois para o horizonte da vida do campo de 30 anos, corresponde a um aumento percentual de 0,03 ao ano.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo representativo é robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, estas não afetaram as variáveis de projeto. Com estes resultados é ainda possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default), é a melhor opção.

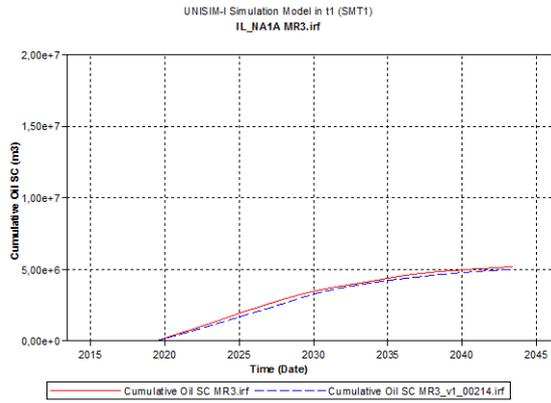
### 5.3.3 Modelo Representativo 3 (MR3)

Relativamente ao MR3, este modelo apresentou diferenças entre a otimização realizada no CMOST e o IP. Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados na Figura 26.

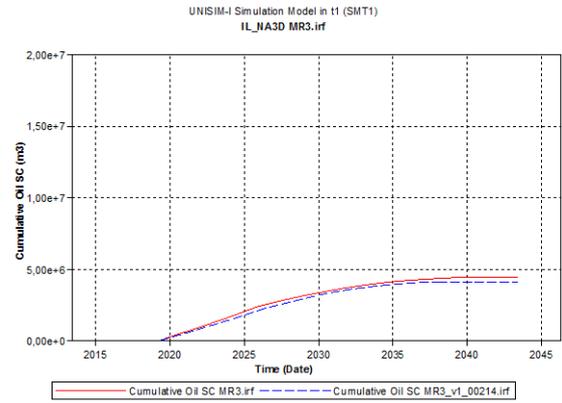


**Figura 26 -Resultados da otimização do MR3 recorrendo ao CMOST**

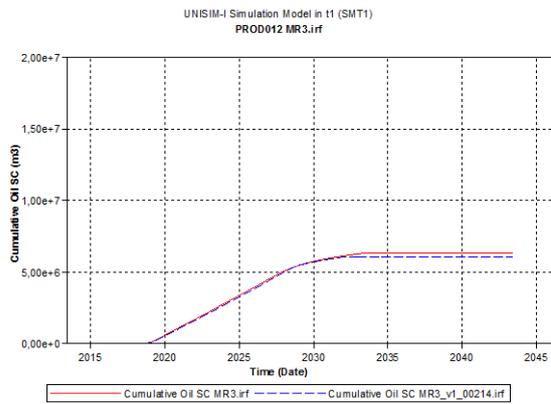
Como pode ser observado neste modelo não foi possível obter valor superior ao base sendo que o melhor conseguido por uma simulação otimizada foi à simulação 214. Seguidamente é feita uma análise que permite compreender o funcionamento de cada poço. Contudo só serão apresentados os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa, afim de não tornar a análise do mesmo demasiado extenso.



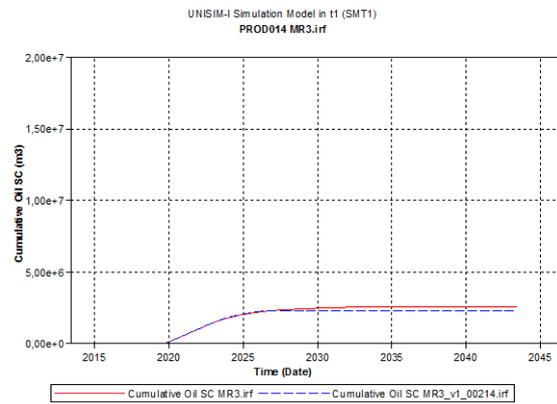
**Figura 27 - Produção acumulada de óleo PROD IL\_NA1A**



**Figura 28 – Produção acumulada de óleo PROD IL\_NA3D**



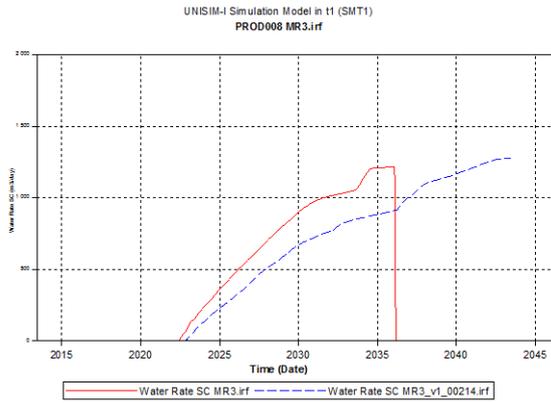
**Figura 29 - Produção acumulada de óleo PROD012**



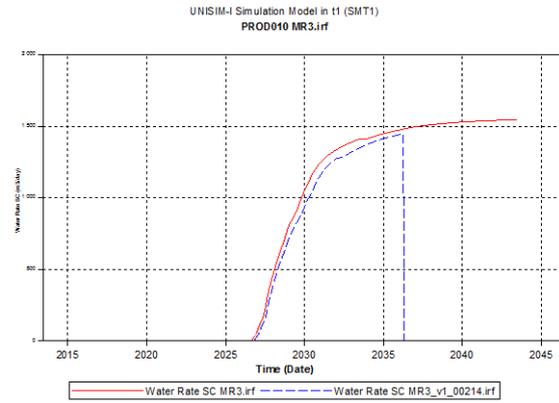
**Figura 30 –Produção acumulada de óleo PROD014**

Os gráficos apresentados representam a produção acumulada de óleo podendo ser observado diminuição no caso dos poços PROD012, PROD014, PROD IL\_NA1A e PROD IL\_NA3D. Os casos de aumento neste modelo não são apresentados pois não obtiveram papel preponderante, pois não conseguiram com os seus ganhos ajustar o campo ao nível de produção.

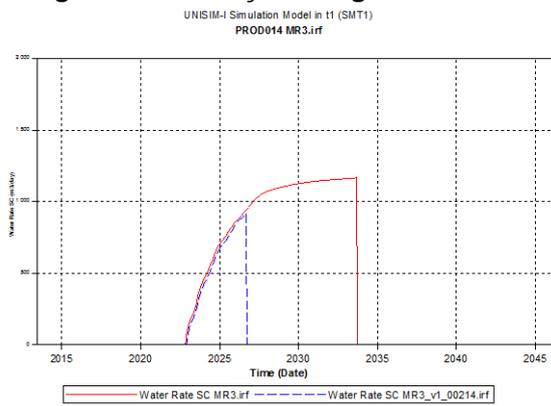
Para além desta diferença de produção de óleo também existe uma diferença na produção de água, a qual nesta opção seria uma das variáveis a querer alterar. O objetivo será melhorar o evento de corte de água apresentado em alguns dos poços. Esse objetivo foi conseguido, mas por outro lado houve poços que com essas alterações sofreram danos colaterais estando a fechar mais cedo, como poderá ser visto nas figuras seguintes.



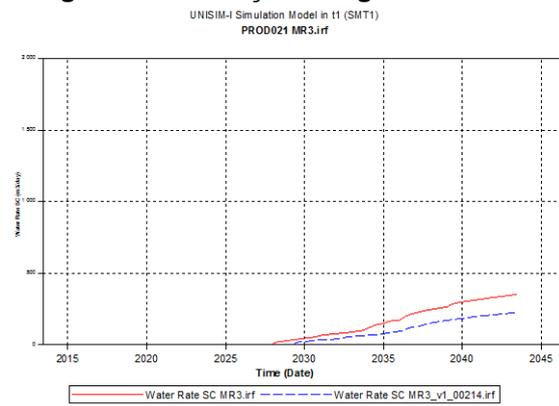
**Figura 31 -Produção de água PROD008**



**Figura 32 -Produção de água PROD010**



**Figura 33 -Produção de água PROD014**



**Figura 34 - Produção de água PROD021**

Através dos gráficos é possível afirmar que houve poços a produzirem menos, pois no caso base (opção 0) estavam a fechar mais tardiamente, pelo que com a alteração efetuada diminui-se o funcionamento de alguns poços. Pode ser observado nos gráficos de produção uma diminuição de produção de água elevado. Os poços PROD012 e PROD021, sendo que isso se deve em contrapartida à diminuição brusca de produção do PROD014. Pode-se dizer que o PROD014 produziu menos, e não foi compensado pelos poços PROD012 e PROD021, este fenómeno será umas das causas de este modelos não ter um aumento de valores a nível global, sendo considerado de dano colateral, pois foi restringida a produção num determinado poço a qual foi não foi compensada por outro. Com isto afirma-se que o controle em termos de funcionamento não honrou os objetivos de uma forma local, pelo que falta a comparação global, volumes, pois como já pode ser observado no gráfico de resultados da otimização o valor de VAL sofreu um decréscimo elevado. Os volumes são apresentados na Tabela LXIV

**Tabela LXIV - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>6</sup> )
<b>MR3-Opção 0</b>	55696	6320,9	32272	108210	872
<b>MR3- Opção 2</b>	44465	5020,7	20637	80897	832
<b>Diferença</b>	-20,16%	-20,56%	-36,05%	-25,24%	-4,59%

Com base na Tabela , observa-se que houve menor produção de óleo, por consequência houve uma menor produção de água e menor da injeção da mesma. Com isto

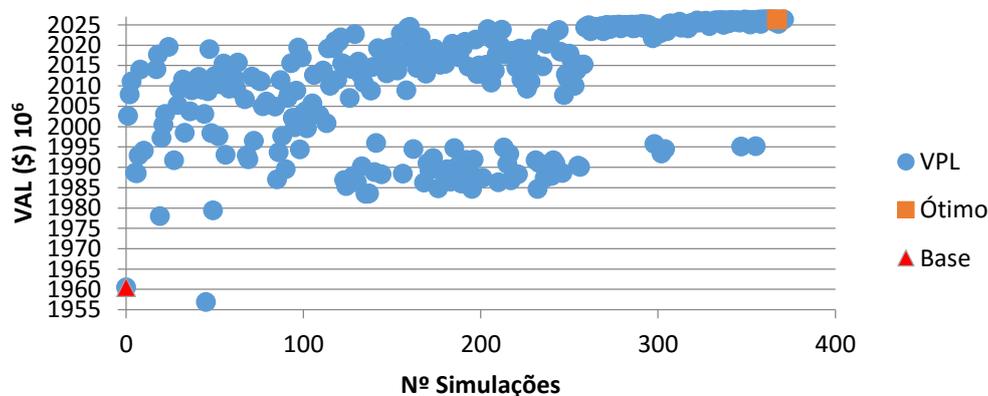
consegue-se dizer que nem sempre a diminuição do volume de água é benéfico para a produção de um campo. A diminuição de óleo sucedeu-se devido ao fato dos poços PROD012 e PROD021 terem produzido menos, não havendo nenhum poço que tenha recuperado esta perda. Devido a este fato houve uma diminuição de produção de água de 36,05% e de injeção de 25,24%. Esta diminuição não foi suficiente para tornar a perda nos resultados de produção de óleo favoráveis, tendo neste caso o VAL negativo de 4,59%.

Com este valor de VAL, não é significativa a alteração da estratégia, pois para o horizonte da vida do campo de 30 anos, corresponde a uma perda percentual de 0,15 ao ano.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo representativo é robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, estas não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default), é a melhor opção.

### 5.3.4 Modelo Representativo 4 (MR4)

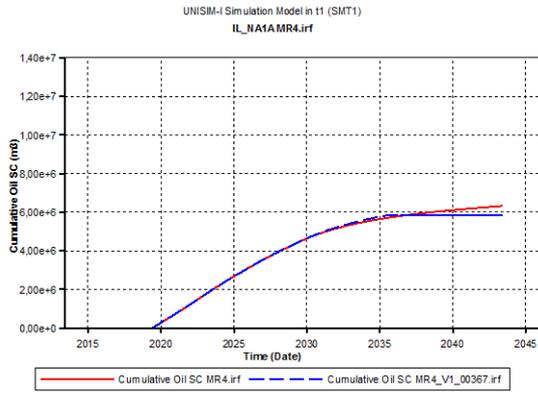
O MR4 apresentou diferenças entre a otimização realizada no CMOST e o IP. As simulações realizadas apresentaram os resultados observados no Figura 35.



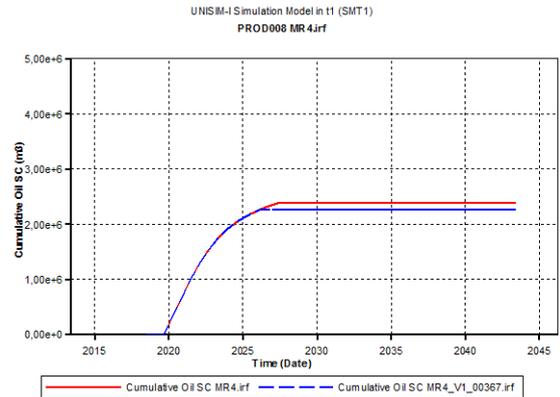
**Figura 35 -Resultados da otimização do MR4 recorrendo ao CMOST**

Como pode ser observado foi necessário recorrer a um número elevado de simulações para chegar a uma simulação otimizada, obtendo-se um maior VAL em comparação com a opção 0.

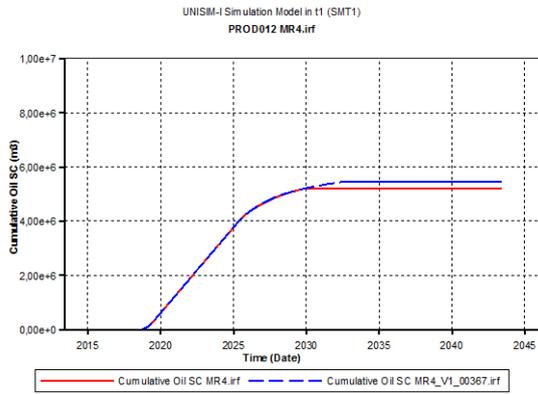
Seguidamente é feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço. Contudo só serão apresentados os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa, afim de não tornar a análise do mesmo demasiado extenso.



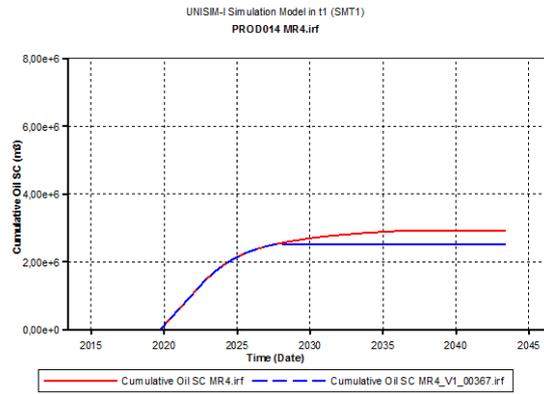
**Figura 36 - Produção acumulada de óleo PROD IL\_NA1A**



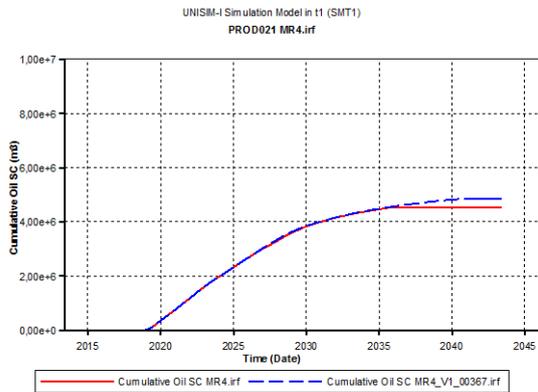
**Figura 37 - Produção acumulada de óleo PROD008**



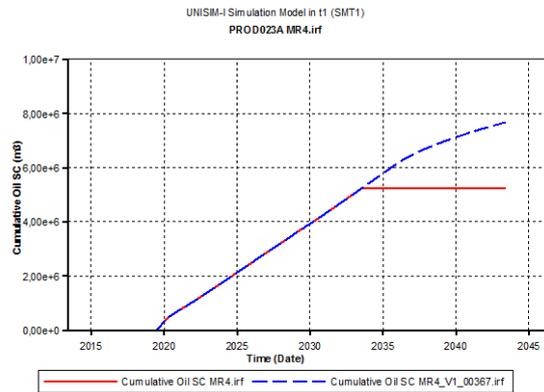
**Figura 38 - Produção acumulada de óleo PROD012**



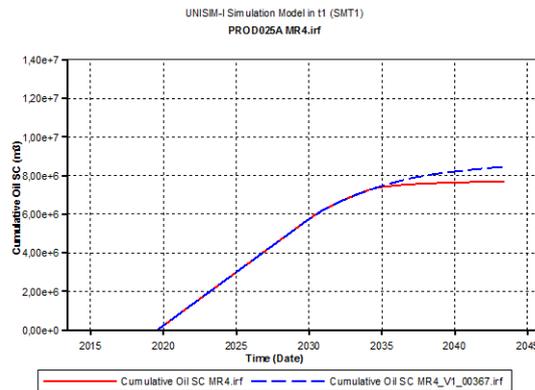
**Figura 39 - Produção acumulada de óleo PROD014**



**Figura 40 - Produção acumulada de óleo PROD021**



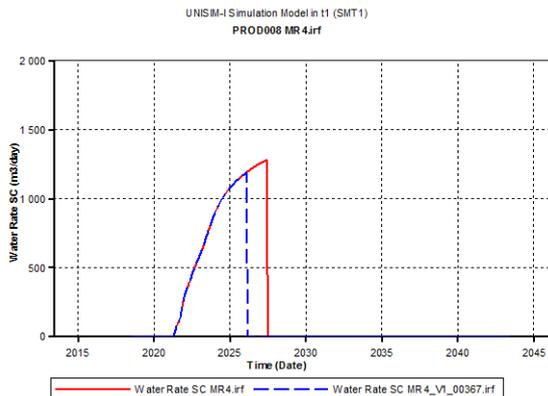
**Figura 41 - Produção acumulada de óleo PROD023A**



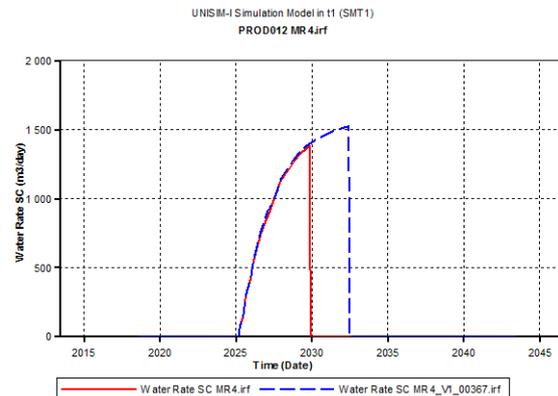
**Figura 42 – Produção acumulada de óleo PROD025A**

Nos gráficos apresentados pode ser observada a produção cumulativa de óleo, podendo-se afirmar que nos poços PROD012, PROD021, PROD023A e PROD025A tiveram um aumento e que nos PROD008 e PROD014 houve um decréscimo. Estes decréscimos de produção nos poços 8 e no 14 podem ter sido causados pela alteração dos valores de corte de água para cada poço, que em ambos os casos foi reduzido. No entanto esta redução foi compensada pelos restantes produtores 12, 21, 23A e 25A. No poço 12 o aumento deve-se a estar localizado numa área central do reservatório, área essa que é vulnerável a este tipo de alterações, pois a permeabilidade e porosidade na mesma são propícias a tal acontecimento. Já o poço 21 têm um aumento devido a dois fatos, o primeiro devido a menor produção do poço 8, por ser o poço vizinho mais próximo sofre um aumento, o qual pode ser considerado um efeito colateral do comportamento do poço 8. Em segundo lugar devido ao fato de todos os injetores estarem a direcionarem a água injetada para aquela área e com a estratégia otimizada a produção de água aumenta, logo o varrimento é efetuado de uma melhor forma. Relativamente aos poços 23A e 25A, o aumento de produção destes deve-se simplesmente ao ajuste feito em cada poço, e com isso perceber que o ajuste feito permitiu no caso do poço 23A uma produção que não existia na opção 0. Nos dois poços a produção era reduzida devido ao fato de todos os injetores estarem direcionados para a área contrária da produção dos mesmos.

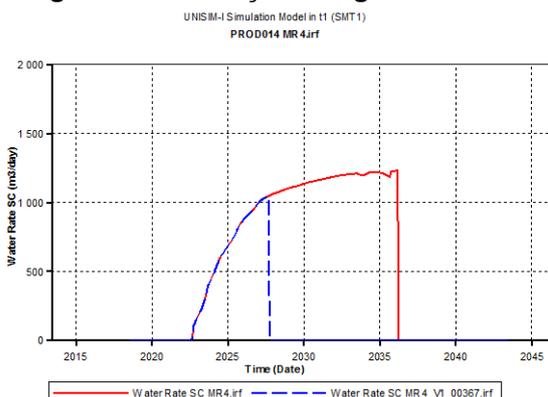
Contudo a análise não pode ser só feita tendo em conta a produção de óleo, pois não é só este parâmetro que sofre alterações, como tal seguidamente serão apresentados os gráficos de produção de poços influentes na produção de água. Nesta análise há vários parâmetros a ter em conta, tais como o atraso do fechamento do poço, bem como a diminuição da produção de água, sendo de ressaltar que neste serão apenas apresentados os que apresentaram diferenças elevadas quer positiva/negativa.



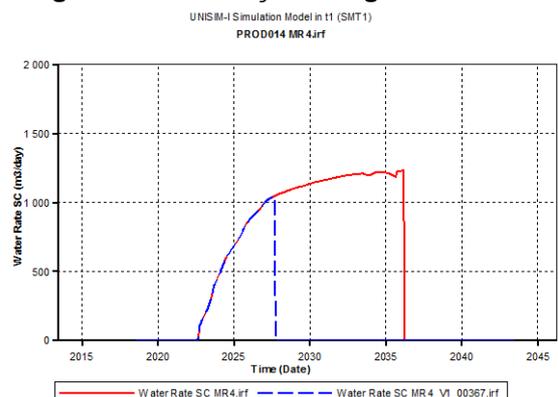
**Figura 43 - Produção de água PROD008**



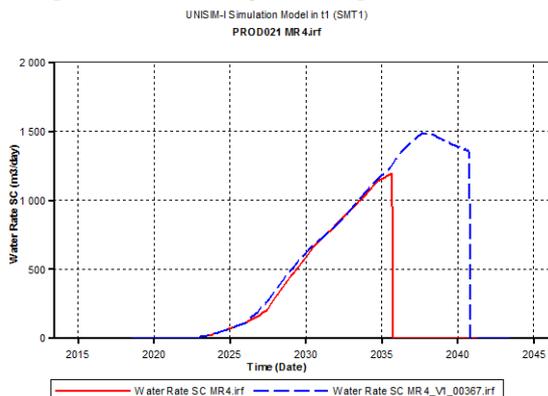
**Figura 44 - Produção de água PROD012**



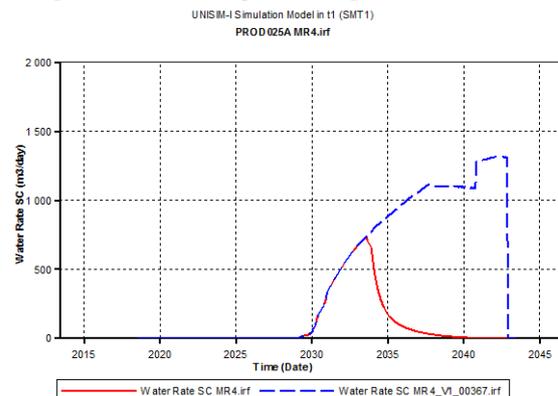
**Figura 45 - Produção de água PROD014**



**Figura 46 -Produção de água PROD023A**



**Figura 47 - Produção de água PROD021**



**Figura 48 - Produção de água PROD025A**

Através da análise dos gráficos de produção é perceptível que houve um aumento de produção de água nos poços 12, 14, 23A e 25A e um decréscimo nos restantes poços 8 e 14. Observando os poços que tiveram um aumento de produção de água, há que ressaltar que grande parte deles a produção foi prolongada, com isso produziram durante um período maior. Contudo nem sempre isso poderá ser um sinal positivo, mas nos quatro casos apresentados houve aumentos significativos da produção de óleo. Relativamente as produções em si, os poços 21 e 14 sofreram aumentos devidos aos seus poços vizinhos terem reduzido a produção de água, 8 e 14 respetivamente. Nos poços 23A e 25A estes produzem uma maior quantidade de óleo devido às linhas de fluxo terem sofrido alterações, e com isso estes dois poços produzem mais volume de água. No que diz respeito ao poço 23A, este anteriormente não produzia água mas

também não produzia óleo pois não havia condições para tal, com esta estratégia otimizada, consegue-se colocar este poço a rentabilizar.

No entanto após esta análise, nada melhor do que observar os dados analíticos ao nível de volumes totais, para entender se foi economicamente rentável esta estratégia.

**Tabela LXV - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>6</sup> )
<b>MR4-Opção 0</b>	62588	7138.5	44094	128001	1960.5
<b>MR4- Opção 2</b>	65656	7503.7	45868	135065	2026.3
<b>Diferença</b>	4.90%	5.11%	4.02%	5.52%	3.36%

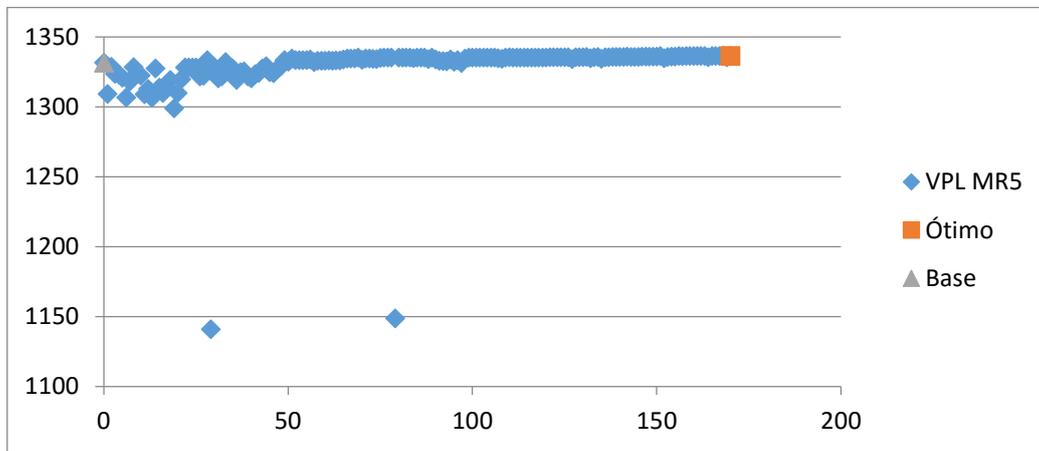
Com base na Tabela LXV, observa-se que houve uma maior produção de óleo, no entanto também houve uma maior produção de água e por consequência um aumento da injeção da mesma. Com isto consegue-se dizer que nem sempre um aumento do volume de óleo é benéfico para a produção de um campo, pois para tal acontecer terá que haver algumas mudanças em certos parâmetros. Tendo em conta o campo, o aumento de óleo sucedeu-se devido ao fato dos poços 12, 21, 23 e 25 terem produzido mais, estes poços em conseguiram “recuperar” volume de óleo perdido em poços como os poços 8 e 14. No entanto para isso foi necessário um aumento de produção de água de 4,02% e de injeção de 5,52%. Este aumento não melhora os resultados de produção de óleo, pois o custo existente para a injeção e produção desta água fazem com não se note um elevado aumento no VAL, o qual neste caso é de 3,36%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois pensando na vida do campo que é de 30 anos, está se a falar de aumento percentual de 0,112 ao ano. Com um aumento tão baixo não é possível justificar uma alteração na estratégia.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default), é a melhor opção.

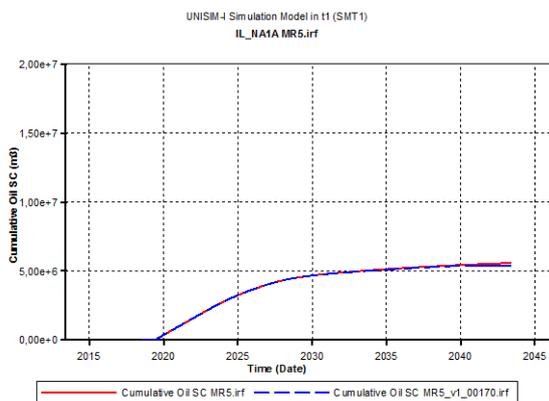
### 5.3.5 Modelo Representativo 5 (MR5)

Relativamente ao MR5, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados.

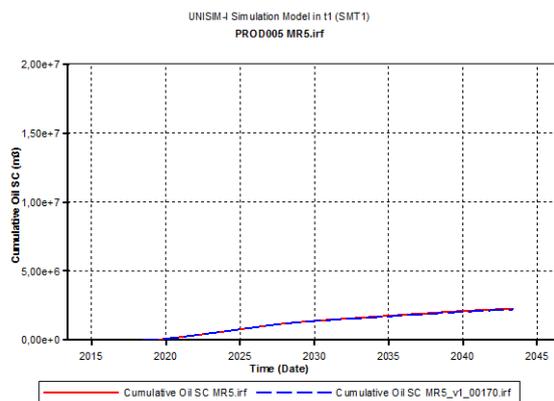


**Figura 49 - Resultados da otimização do MR5 recorrendo ao CMOST**

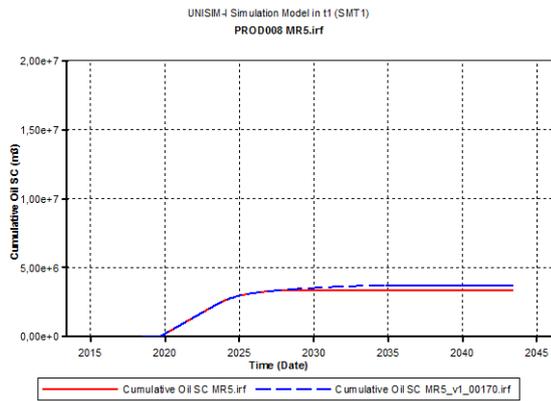
Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações para chegar a uma simulação otimizada (Iteração número 170), ou seja com isto obter um maior valor de VAL em comparação com a opção 0. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço. Contudo só serão apresentados os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa.



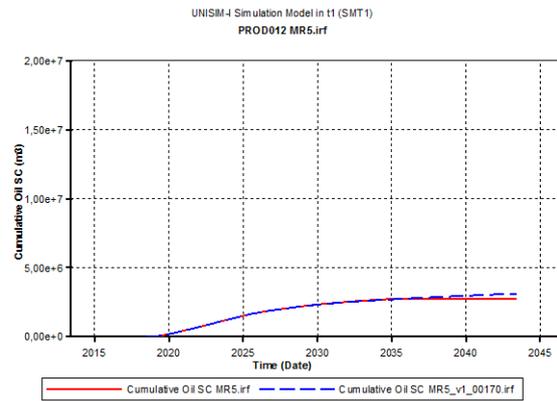
**Figura 50 - Produção acumulada de óleo PROD IL\_NA3D**



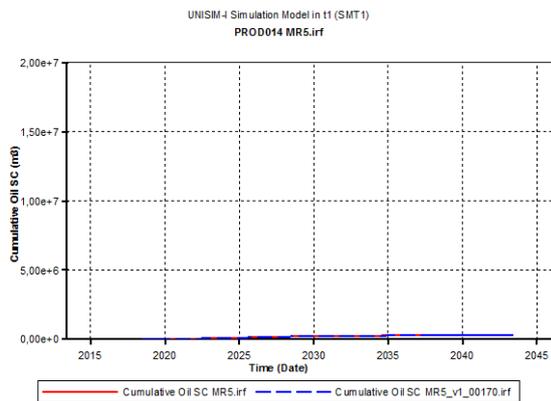
**Figura 51 -Produção acumulada de óleo PROD005**



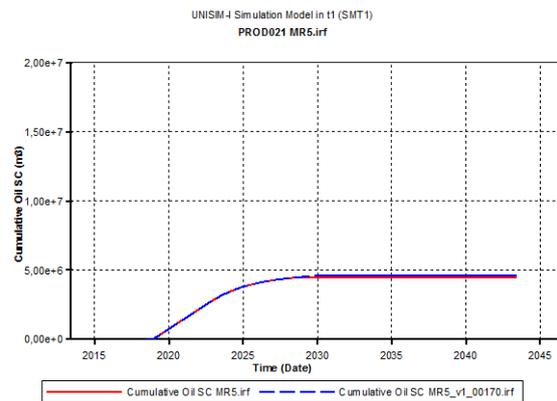
**Figura 52 - Produção acumulada de óleo PROD008**



**Figura 53 - Produção acumulada de óleo PROD012**



**Figura 54 - Produção acumulada de óleo PROD014**

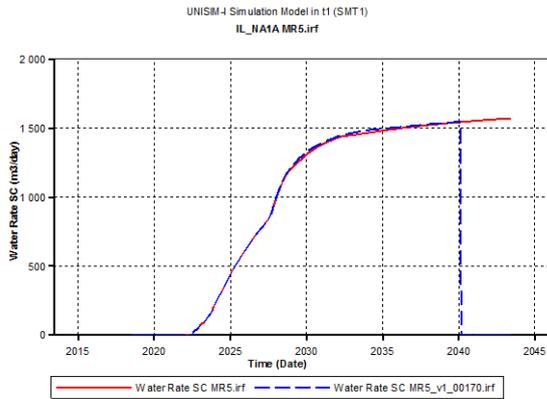


**Figura 55 - Produção acumulada de óleo PROD021**

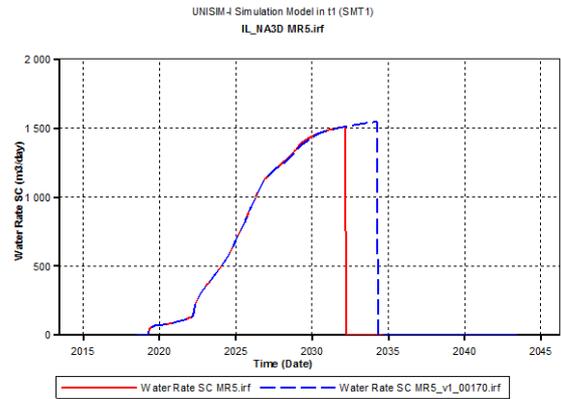
Nos gráficos apresentados pode ser observado a produção cumulativa de óleo de diversos poços, podendo-se afirmar que nos poços IL\_NA3D, PROD08, PROD014, PROD12 e PROD021 houve um aumento e que no PROD005 houve um decréscimo. No entanto esta redução foi compensada pelos restantes produtores IL\_NA3D, 8, 12, 14 e 21. O poço 8 e 14 apresentam pequenos aumentos na sua produção acumulada, mas ambos na estratégia anteriormente apresentada eram poços que fechavam por atingir o valor máximo de corte de água, o que nesta estratégia otimizada o poço 8 fecha mais tarde e o poço 14 nem fecha. As razões para este acontecimento é devido à baixa produção do poço 5, o qual poderá ser compensado em grande parte por estes dois poços. Relativamente aos poços IL\_NA3D e 12 o aumento deve-se a estarem localizado numa área central do reservatório, que é vulnerável a este tipo de alterações pois a permeabilidade e porosidade na mesma são propícias a tal acontecimento. No entanto ambos os poços na sua produção foram prolongados no caso do IL\_NA3D não muito mas no caso do poço 12, foi bastante prolongada, de tal forma que anteriormente o poço fechava por atingir o valor de corte de água máximo e neste modelo otimizado isso já não acontece. Já o poço 21 têm um aumento devido ao fato de todos os injetores estarem a direcionarem a água injetada para aquela área e com a estratégia otimizada a produção de água aumenta, logo o varrimento é efetuado de uma melhor forma.

Contudo a análise não pode ser só feita tendo em conta a produção de óleo, pois não é só este parâmetro que sofre alterações, como tal seguidamente serão apresentados os gráficos

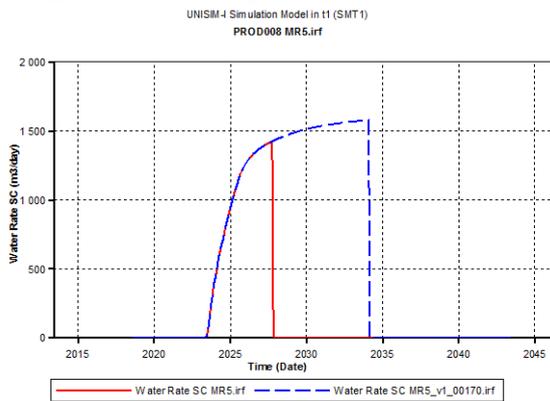
produção de poços influentes na produção de água. Nesta análise há vários parâmetros a ter em conta, tais como o atraso do fechamento do poço, bem como a diminuição da produção de água, sendo de ressaltar que neste serão apenas apresentados os que apresentaram diferenças elevadas quer positiva/negativa.



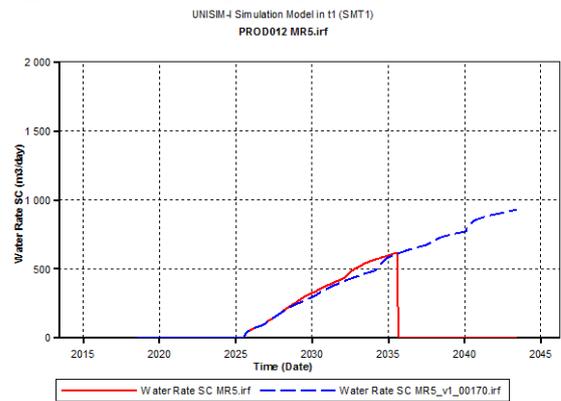
**Figura 56 - Produção água PRO IL\_NA1A**



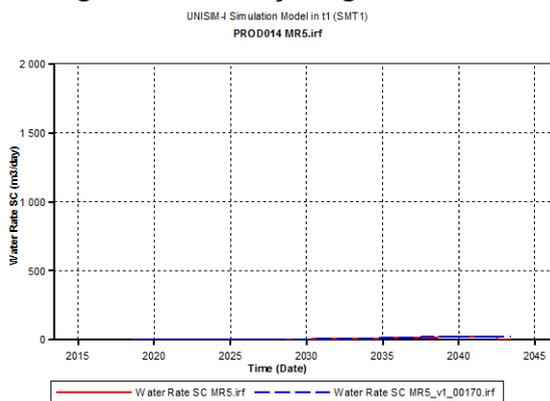
**Figura 57 - Produção água PROD IL\_NA3D**



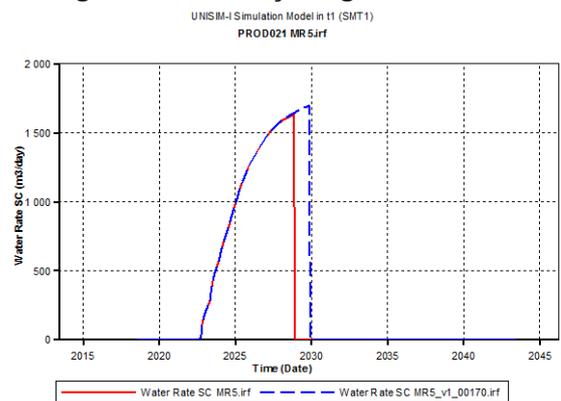
**Figura 58 - Produção água PROD008**



**Figura 59 - Produção água PROD012**



**Figura 60 -Produção água PROD014**



**Figura 61 -Produção água PROD021**

Como referido anteriormente não só a produção de óleo é importante, pois esta acarreta a produção de água, a qual se for em demasia poderá prejudicar a estratégia em causa. Através da análise dos gráficos é perceptível que houve um aumento de produção de água nos poços IL\_NA3D, 8, 12, 14 e 21. Observando os poços que tiveram um aumento de produção de água, há que ressaltar que grande parte deles a produção foi prolongada, com isso produziram durante um período maior. De todos os únicos que tiveram uma maior produção de óleo foram o 8 e o 12, os quais compensaram a maior produção de água. Os restantes o aumento de produção de

água pode não ter compensado, contudo é uma análise que só poderá ser feita no final, através da análise económica. No entanto ressalva-se que o poço 14, poderá ser o único caso dos restantes poços que poderia ser incluído como credível a sua produção de água pois é um poço que anteriormente estava a fechar e nesta estratégia otimizada já não como já foi referido anteriormente.

No entanto após esta análise, nada melhor do que observar os dados analíticos ao nível de volumes totais, para entender se foi economicamente rentável esta estratégia.

**Tabela LXVI - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (10%)
<b>MR5-Opção 0</b>	53072	6086,9	39344	111407	1331,6
<b>MR5- Opção 2</b>	53339	6117,7	41101	113858	1336,4
<b>Diferença</b>	0,50%	0,50%	4,47%	2,20%	0,36%

Com base na Tabela LXVI, observa-se que houve ligeiro crescimento na produção de óleo, no entanto também houve um elevado aumento de produção de água e por consequência um aumento da injeção da mesma. Com isto consegue-se dizer que nem sempre um aumento do volume de óleo é benéfico para a produção de um campo. Tendo em conta o campo, o aumento de óleo sucedeu-se devido ao fato dos alguns poços terem produzido mais, sendo que conseguiram “recuperar” volume de óleo perdido em alguns poços. No entanto para isso foi necessário um aumento de produção de água de 4,47% e de injeção de 2,20%. Este não aumento melhora os resultados de produção de óleo, pois o custo elevados para a injeção e produção desta água fazem com não se note um elevado aumento no VAL, o qual neste caso é de 0,36%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois pensando na vida do campo que é de 30 anos, está se a falar de aumento percentual de 0,012 ao ano. Com um aumento tão baixo não é possível justificar uma alteração na estratégia.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default), é a melhor opção.

### 5.3.6 Modelo Representativo 6 (MR6)

Relativamente ao MR6, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido ao processo de optimização, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados sintetizados na Figura 62

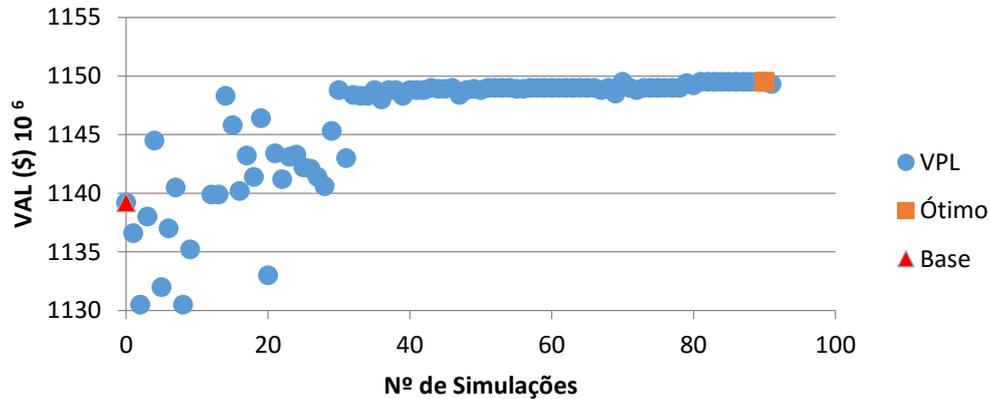


Figura 62 - Resultados da otimização do MR6 recorrendo ao CMOST

Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações para chegar a uma simulação otimizada ( iteração número 90), ou seja com isto obter um maior valor de VAL em comparação com a opção 0. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço. Contudo só serão apresentados os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa, os restantes serão apresentados no VI, afim de não tornar a análise do mesmo demasiado extenso.

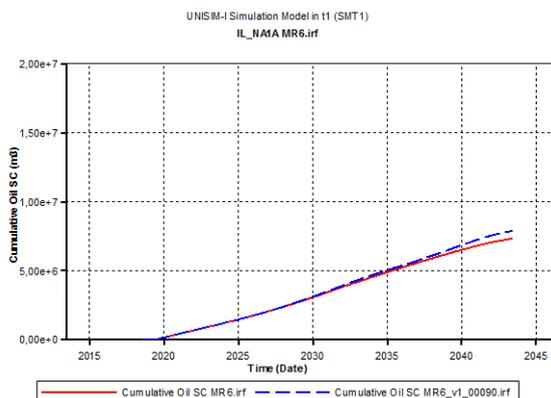


Figura 63 - Produção acumulada de óleo PROD IL\_NA1A

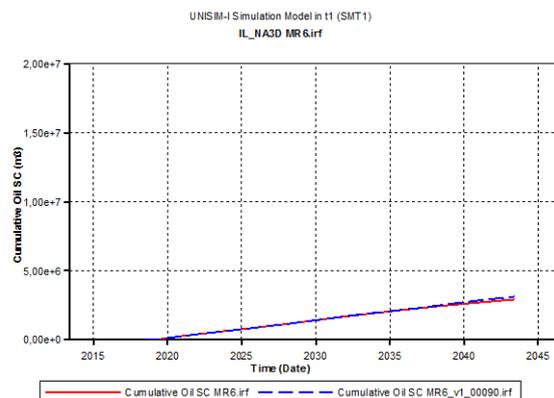
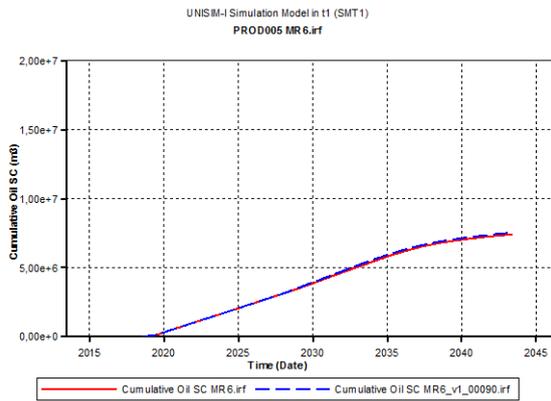
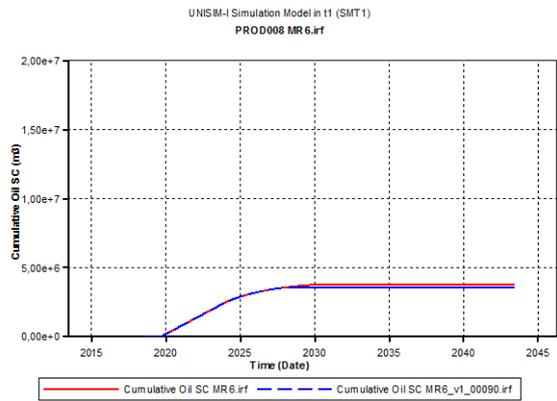


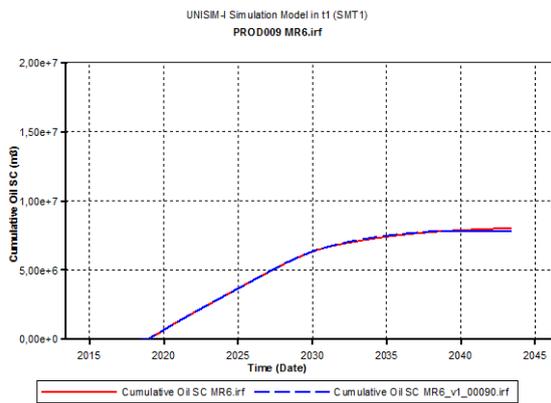
Figura 64 -Produção acumulada de óleo PROD IL\_NA3D



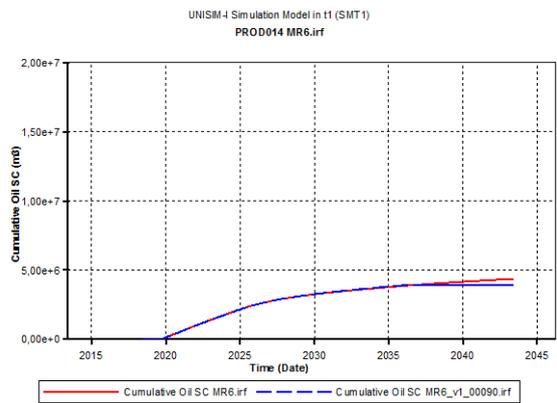
**Figura 65 - Produção acumulada de óleo PROD005**



**Figura 66 - Produção acumulada de óleo PROD008**



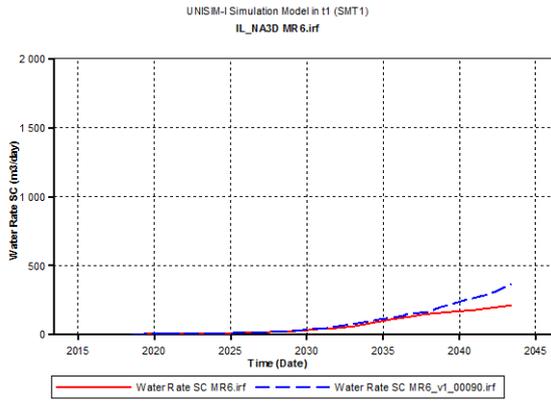
**Figura 67 - Produção acumulada de óleo PROD009**



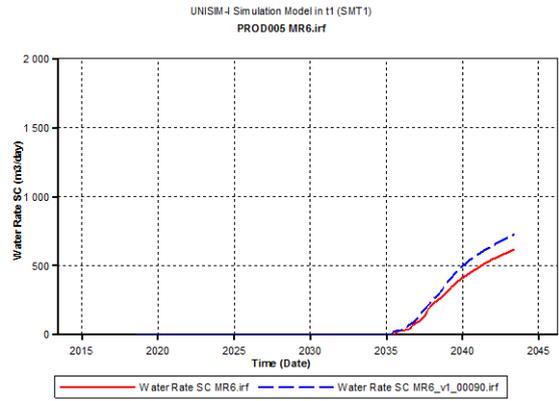
**Figura 68 - Produção acumulada de óleo PROD014**

Nos gráficos apresentados pode ser observado a produção cumulativa de óleo de diversos poços, podendo-se afirmar que nos poços 8, 9, 14, houve um decréscimo acentuado na produção dos mesmos, sendo que a produção mais elevada dos poços NA1A, NA3D e 5, não foi suficiente para colmatar a falta de produção existente. As descidas de produção seriam espectáveis, pois o caso otimizado todos os valores de water cut foram reduzidos, sendo que a localização dos poços não facilita a produção. Observe-se que o poço 14 encontra-se junto a um injetor e baixando razão água óleo, existia uma grande probabilidade de este fechar, sendo que foi o que veio a acontecer. Já o 8 e 9 encontram-se numa área do reservatório, na qual é para onde é direcionada grande parte da água devido a sua elevada permeabilidade e porosidade, sendo que com a diminuição do limite de razão água óleo estes poços ficariam vulneráveis ao fechamento.

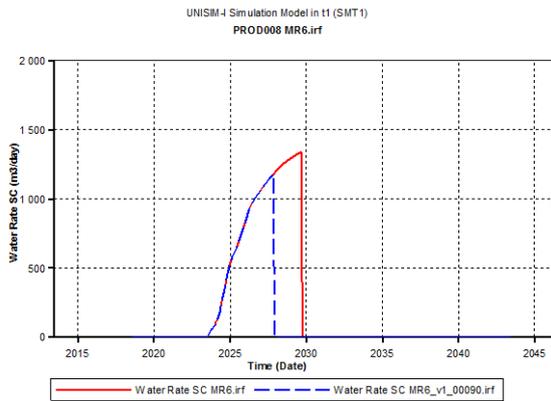
Contudo a análise não pode ser só feita tendo em conta a produção de óleo, pois não é só este parâmetro que sofre alterações, como tal seguidamente serão apresentados os gráficos de produção de poços influentes na produção de água. Nesta análise há vários parâmetros a ter em conta, tais como o atraso do fechamento do poço, bem como a diminuição da produção de água, sendo de ressaltar que neste serão apenas apresentados os que apresentaram diferenças elevadas quer positiva/negativa.



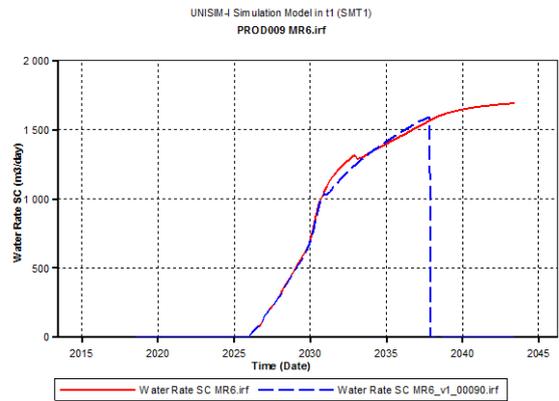
**Figura 69 - Produção de água PROD IL\_NA3D**



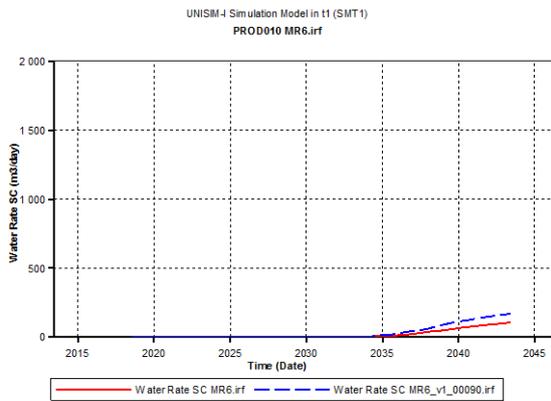
**Figura 70 -Produção de água PROD005**



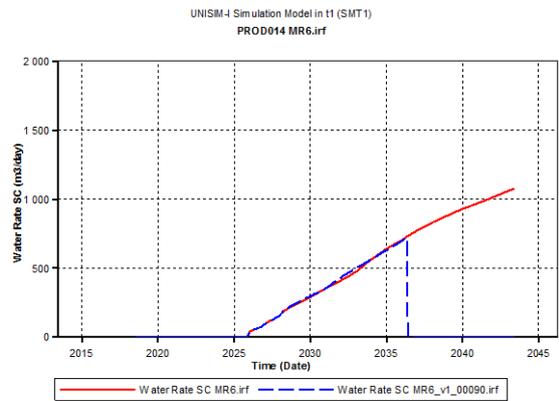
**Figura 71 - Produção de água PROD008**



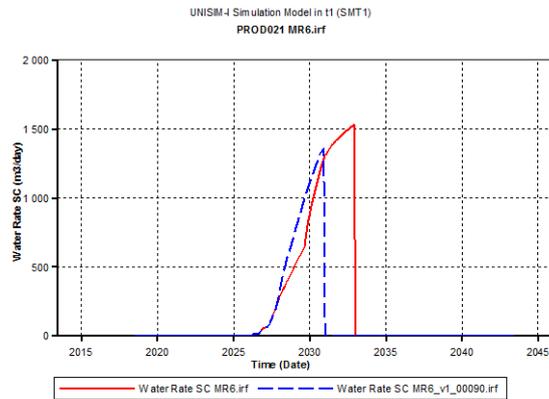
**Figura 72 -Produção de água PROD009**



**Figura 73 - Produção de água PROD010**



**Figura 74 - Produção de água PROD014**



**Figura 75 -Produção de água PROD021**

Como foi referido anteriormente não só a produção de óleo é importante, pois esta acarreta a produção de água, a qual se for em demasia poderá prejudicar a estratégia em causa. Através da análise dos gráficos é perceptível que houve um aumento de produção de água nos poços NA3D, 5, 8, 9, 10, 14 e 21. Observando os poços que tiveram uma redução de produção de água, há que ressaltar que grande parte deles a produção não foi prolongada, com isso produziram durante um período menor. De todos os únicos que tiveram uma menor produção de óleo foram o 8 e o 14, os quais diminuíram a sua produção de água. Os restantes tiveram um aumento de produção de água que não ter compensado, contudo é uma análise que só poderá ser feita no final, através da análise económica.

No entanto após esta análise, nada melhor do que observar os dados analíticos ao nível de volumes totais, para entender se foi economicamente rentável esta estratégia.

**Tabela LXVII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (10 <sup>9</sup> )
<b>MR6-Opção 0</b>	50604	5719,6	18718	86684	1139,2
<b>MR6- Opção 2</b>	50525	5709	11890	80448	1149,5
<b>Diferença</b>	-0,15%	-0,19%	-36,47%	-7,19%	+0,90%

Com base na Tabela LXVII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2, observa-se que houve ligeiro decréscimo na produção de óleo, no entanto também houve uma elevada diminuição de produção de água e por consequência uma diminuição da injeção da mesma. Com isto consegue-se dizer que nem sempre uma diminuição do volume de óleo não seja benéfico para a produção de um campo. Tendo em conta o campo, a diminuição de óleo sucedeu-se devido ao fato dos alguns poços terem produzido menos, sendo que estes poços conseguiram diminuir a sua produção de água de uma forma elevada. Com estas alterações é possível observar uma diminuição na produção de água de 36,47% e de injeção de 7,19%. Estes valores ajudam em muito os resultados de produção de óleo, pois devido a redução para a injeção e produção desta água fazem com não se note um elevado aumento no VAL, o qual neste caso é de 0,90%.

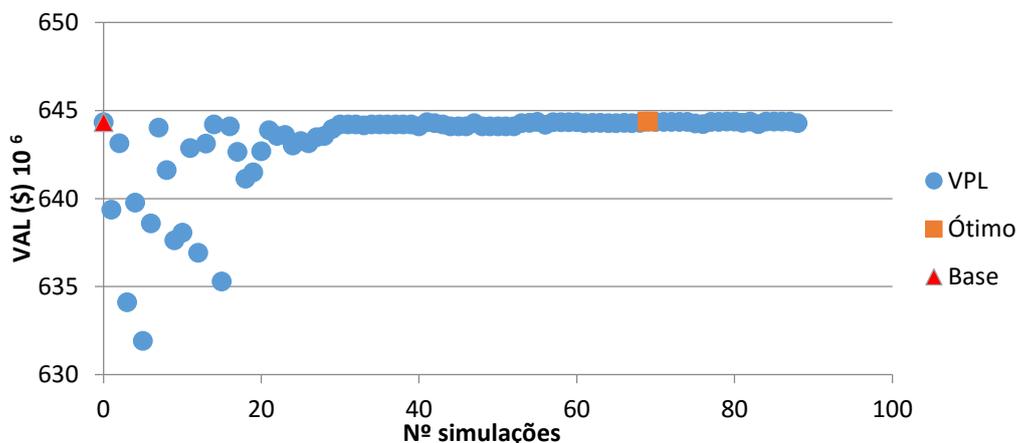
Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois pensando na vida do campo que é de 30 anos, está se a falar de aumento percentual de 0,03 ao ano. Com um aumento tão baixo não é possível justificar uma alteração na estratégia.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo Representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default), é a melhor opção.

### 5.3.7 Modelo Representativo 7 (MR7)

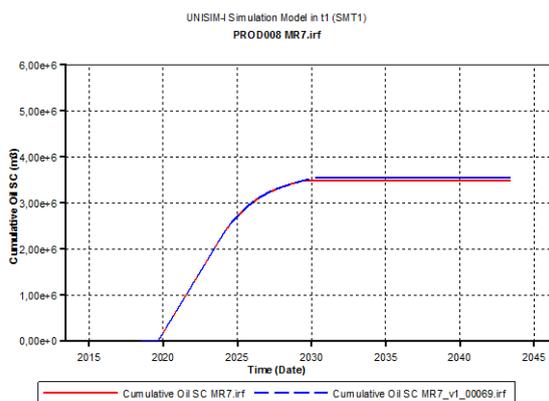
Relativamente ao MR7, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0), as quais poderiam ser

desvalorizadas devido ao valor tão reduzido. Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados no Figura 76.

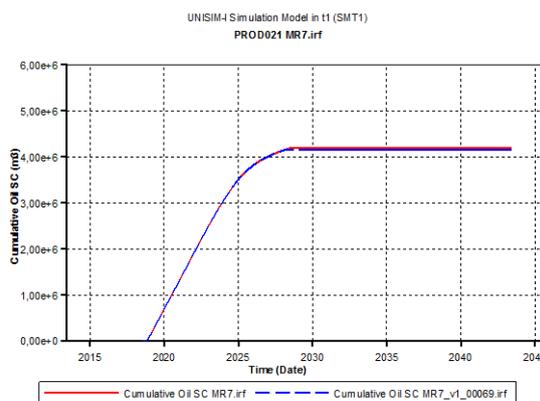


**Figura 76 - Resultados da otimização do MR7 recorrendo ao CMOST**

Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer algumas simulações para chegar a uma simulação otimizada (iteração número 69), ou seja com isto obter um maior valor de VAL em comparação com a opção 0, o que neste modelo foi um aumento muito reduzido. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço. Contudo só serão apresentados os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa.



**Figura 77 - Produção acumulada de óleo PROD008**

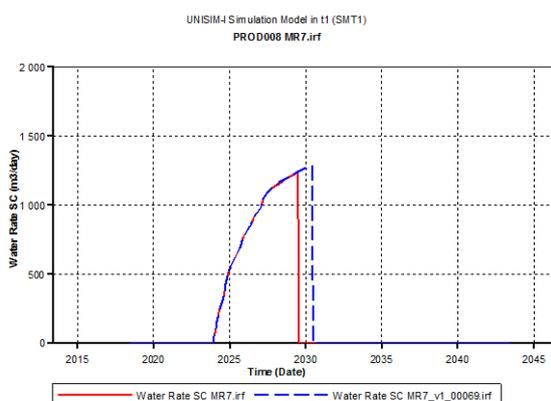


**Figura 78 - Produção acumulada de óleo PROD021**

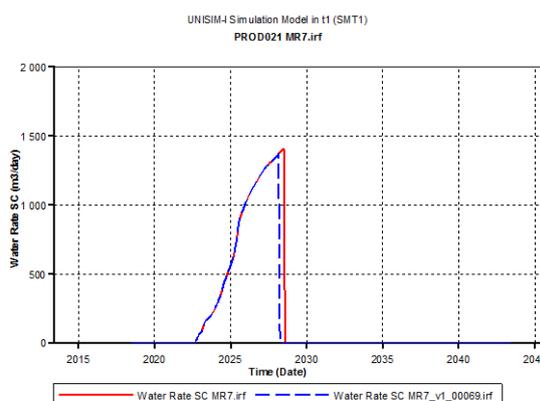
Nos gráficos apresentados pode ser observado a produção cumulativa de óleo, podendo-se afirmar que no poço 8, houve ligeiro um aumento e que no PROD014 houve um ligeiro decréscimo. Este decréscimo de produção no poço 14, uma das causas possíveis desta redução poderá ser a alteração do valor de corte de água para poço, esta poderá ser uma razão espectável. No entanto esta redução foi compensada pelo produtor 8.

Contudo a análise não pode ser só feita tendo em conta a produção de óleo, pois não é só este parâmetro que sofre alterações, como tal seguidamente serão apresentados os gráficos de produção dos poços influentes na produção de água. Nesta análise há vários parâmetros a

ter em conta, tais como o atraso do fechamento do poço, bem como a diminuição da produção de água, sendo de ressaltar que neste serão apenas apresentados os que apresentaram diferenças elevadas quer positiva/negativa.



**Figura 79 - Produção água PROD008**



**Figura 80 -Produção água PROD021**

Como foi referido anteriormente não só a produção de óleo é importante, pois esta acarretada a produção de água, a qual se for em demasia poderá prejudicar a estratégia em causa. Através da análise dos gráficos de produção é perceptível que houve um aumento de produção de água nos poços 8, com aumento há que ressaltar a produção foi prolongada, com isso produziu durante um período maior. Já o poço 21 teve uma diminuição na produção o qual é compensado pelo aumento do poço 8.

No entanto após esta análise, nada melhor do que observar os dados analíticos ao nível de volumes totais, para entender se foi economicamente rentável esta estratégia.

**Tabela LXVIII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (10 <sup>6</sup> )
<b>MR7-Opção 0</b>	40537	4602,3	14494	69528	644,3
<b>MR7- Opção 2</b>	40572	4606,3	14720	69802	644,4
<b>Diferença</b>	0,08%	0,09%	1,56%	0,39%	0,005%

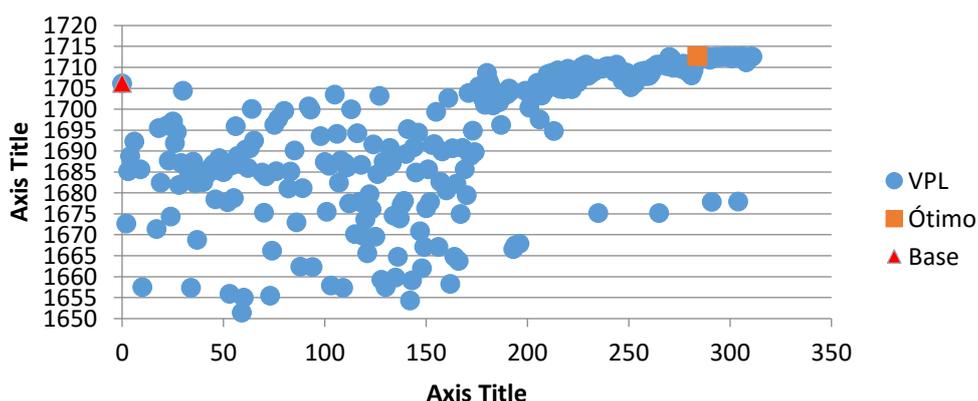
Com base na Tabela LXVIII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2, observa-se que houve um aumento mínimo de produção de óleo, no entanto também houve uma maior produção de água e por consequência um aumento da injeção da mesma. Com isto consegue-se dizer que nem sempre um aumento do volume de óleo é benéfico para a produção de um campo, pois para tal acontecer terá que haver algumas mudanças em certos parâmetros. Tendo em conta o campo, o aumento de óleo conseguiu-se “recuperar” volume de óleo perdido em poços, no entanto para isso foi necessário um aumento de produção de água de 1,56% e de injeção de 0,39%. Este aumento melhora os resultados de produção de óleo, pois o custo existente para a injeção e produção desta água fazem com não se note um elevado aumento no VAL, o qual neste caso é de 0,005%. Este valor é demasiado pequeno para ter tido em conta, simplesmente está sendo apresentado pois é um modelo que faz a representação de alguns modelos do caso de estudo

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois pensando na vida do campo que é de 30 anos, está se a falar de aumento percentual muito reduzido ao ano. Com um aumento tão baixo não é possível justificar uma alteração na estratégia.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo Representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default), é a melhor opção.

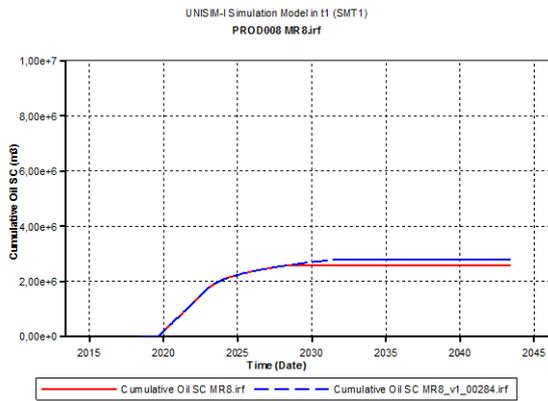
### 5.3.8 Modelo Representativo 8 (MR8)

Relativamente ao MR8, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados no .

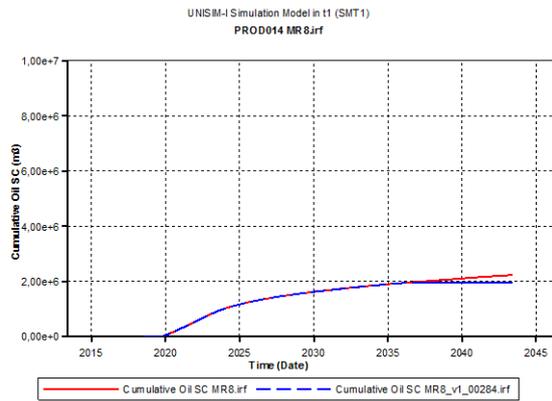


**Figura 81 - Representação Linhas de fluxo do óleo do MR8 (opção 0)**

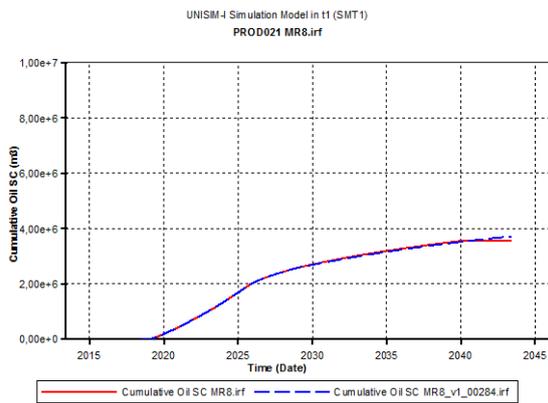
Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações para chegar a uma simulação otimizada (iteração 284), ou seja com isto obter um maior valor de VAL em comparação com a opção 0, o que neste modelo foi um aumento muito reduzido. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço. Contudo só serão apresentados os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa.



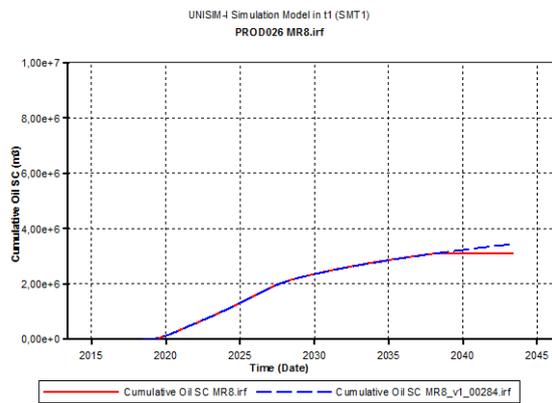
**Figura 82 - Produção acumulada de óleo PROD008**



**Figura 83 - Produção acumulada de óleo PROD014**



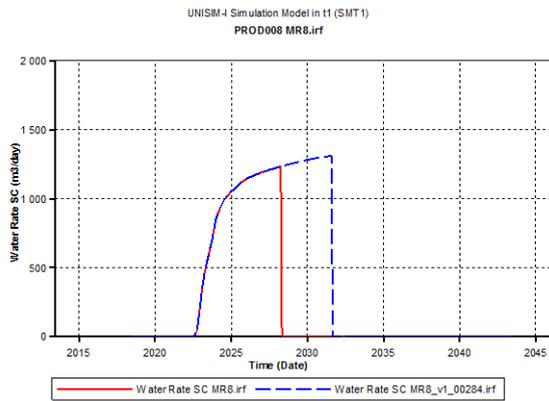
**Figura 84 - Produção acumulada de óleo PROD021**



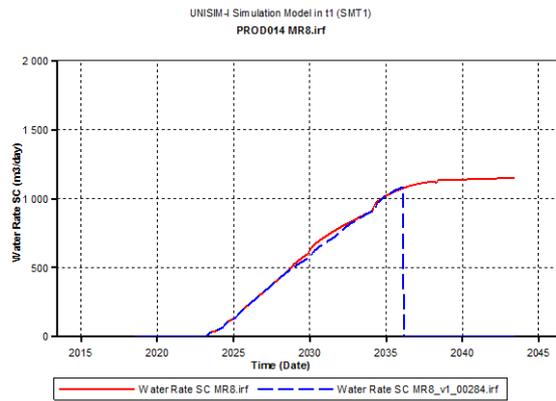
**Figura 85 - Produção acumulada de óleo PROD026**

Nos gráficos apresentados pode ser observado a produção cumulativa de óleo, podendo-se afirmar que nos poços PROD008, PROD021, PROD026 houve um aumento e que no PROD014 houve um decréscimo. Este decréscimo de produção no poço 14, uma das causas possíveis desta redução poderá ser a alteração dos valores de corte de água para cada poço, que foi reduzido, esta poderá ser uma razão espectral. No entanto esta redução foi compensada pelos restantes produtores 8, 21 e 26. Relativamente aos poços 8 e 21 têm um aumento devido ao fato de todos os injetores estarem a direcionar a água injetada para aquela área e com a estratégia otimizada a produção de água aumenta, logo o varrimento é efetuado de uma melhor forma. Relativamente ao poço 26, o aumento de produção deve-se simplesmente ao ajuste feito ao poço, e com esse ajuste feito permitiu um aumento temporal ao nível da produção que não existia na opção 0. É de ressaltar que tanto o poço 21 e 26 com as alterações implementadas, ficaram a produzir durante toda vida do campo.

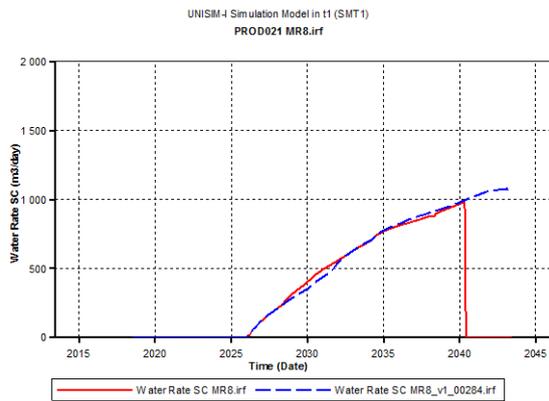
Contudo a análise não pode ser só feita tendo em conta a produção de óleo, pois não é só este parâmetro que sofre alterações, como tal seguidamente serão apresentados os gráficos de produção de poços influentes na produção de água. Nesta análise há vários parâmetros a ter em conta, tais como o atraso do fechamento do poço, bem como a diminuição da produção de água, sendo de ressaltar que neste serão apenas apresentados os que apresentaram diferenças elevadas quer positiva/negativa.



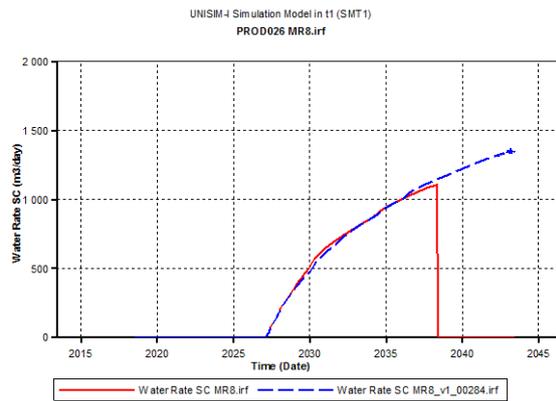
**Figura 86 - Produção água PROD008**



**Figura 87 - Produção água PROD014**



**Figura 88 -Produção água PROD021**



**Figura 89 - Produção água PROD026**

Como foi referido anteriormente não só a produção de óleo é importante, pois esta acarreta a produção de água, a qual se for em demasia poderá prejudicar a estratégia em causa. Através da análise dos gráficos é perceptível que houve um aumento de produção de água nos poços 8, 21, 26 e um decréscimo no poço 14. Observando os poços que tiveram um aumento de produção de água, há que ressaltar que grande parte deles a produção foi prolongada. Contudo nem sempre isso poderá ser um sinal positivo, mas nos quatro casos apresentados houve aumentos significativos da produção de óleo. Relativamente às produções, o poço 21 sofreu aumento devido ao seu poço vizinho ter reduzido a produção de água, o poço 14. Nos poços 8 e 21 estes produzem uma maior quantidade de óleo devido as linhas de fluxo terem sido alteradas pelos novos parâmetros introduzidos, e com isso estes dois poços produzem mais volume de água. No que diz respeito ao poço 26 este anteriormente fechava antecipadamente e nesta estratégia otimizada já não fecha, uma das razões possíveis para tal ter acontecido deve-se ao poço 14 ter fechado antecipadamente e com isto o poço 26 sofre estas pequenas alterações. No entanto após esta análise, nada melhor do que observar os dados analíticos ao nível de volumes totais, para entender se foi economicamente rentável esta estratégia.

**Tabela LXIX - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>9</sup> )
<b>MR8-Opção 0</b>	60458	6910,5	47394	130388	1706,2
<b>MR8- Opção 2</b>	60863	6956,5	49393	132808	1712,6
<b>Diferença</b>	+0,66%	+0,66%	+4,22%	+1,86%	+0,38%

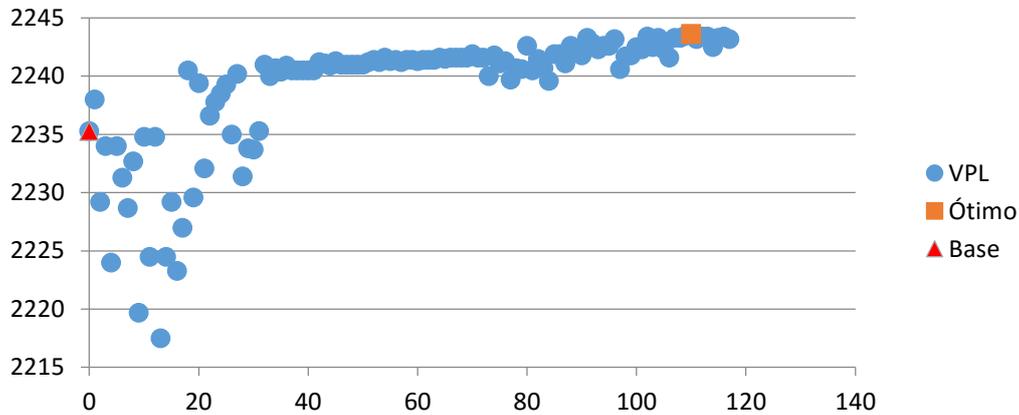
Com base na Tabela LXIX - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2, observa-se que houve um ligeiro aumento na produção de óleo, no entanto também houve uma maior produção de água e por consequência um aumento da injeção da mesma. Com isto consegue-se dizer que nem sempre um aumento do volume de óleo é benéfico para a produção de um campo, pois para tal acontecer terá que haver algumas mudanças em certos parâmetros. Tendo em conta o campo, o aumento de óleo sucedeu-se devido ao fato dos poços 8, 21, 26 terem produzido mais, estes poços conseguiram “recuperar” volume de óleo perdido no poço 14, no entanto para isso foi necessário um aumento de produção de água de 4,22% e de injeção de 1,86%. Este aumento melhora de uma forma muito reduzida os resultados de produção de óleo, devido ao custo existente para a injeção e produção acontece que não observe um elevado aumento no VAL, o qual neste caso é de 0,38%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois pensando na vida do campo que é de 30 anos, está se a falar de aumento percentual de 0,013 ao ano. Com um aumento tão baixo não é possível justificar uma alteração na estratégia.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo Representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default) é a melhor opção.

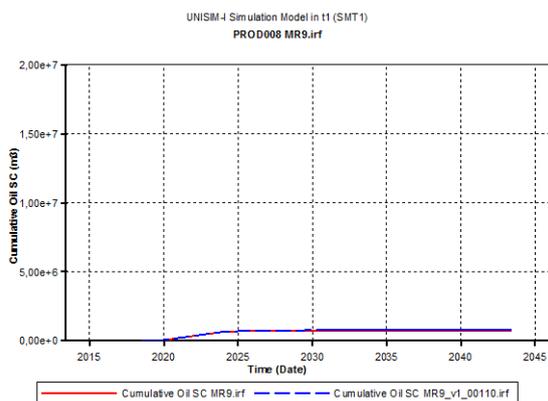
### 5.3.9 Modelo Representativo 9 (MR9)

Relativamente ao MR9, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados no Figura 90.

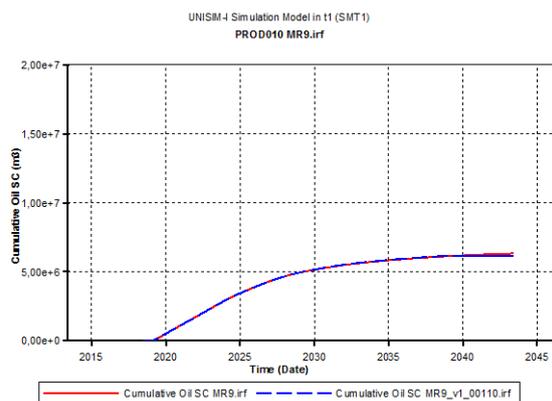


**Figura 90 - Representação Linhas de fluxo do óleo do MR9 (opção 0)**

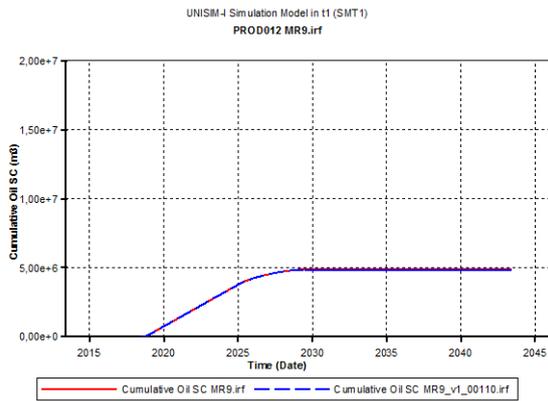
Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações para chegar a uma simulação otimizada (Iteração 110), ou seja com isto obter um maior valor de VAL em comparação com a opção 0, o que neste modelo foi um aumento muito reduzido. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço. Contudo só serão apresentados os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa.



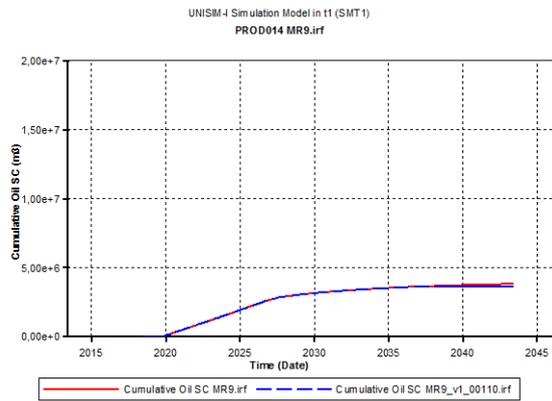
**Figura 91 - Produção acumulada de óleo PROD008**



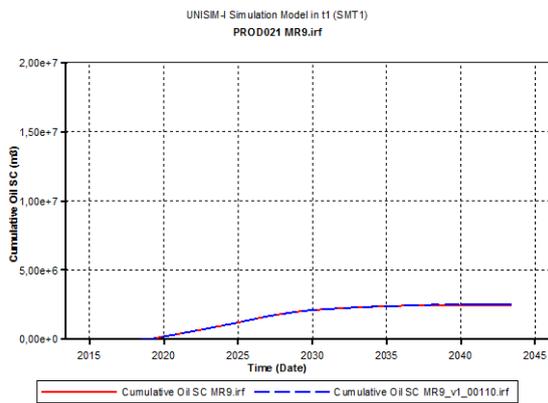
**Figura 92 - Produção acumulada de óleo PROD010**



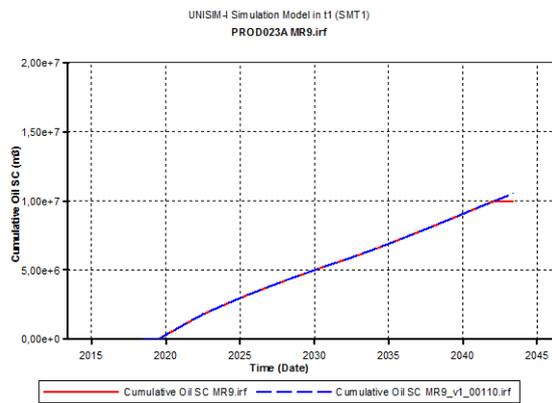
**Figura 93 - Produção acumulada de óleo PROD012**



**Figura 94 - Produção acumulada de óleo PROD014**



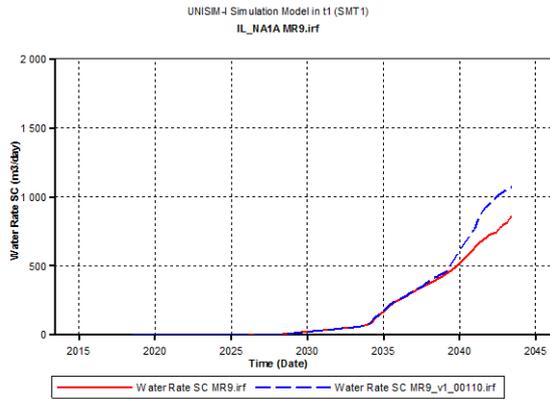
**Figura 95 - Produção acumulada de óleo PROD021**



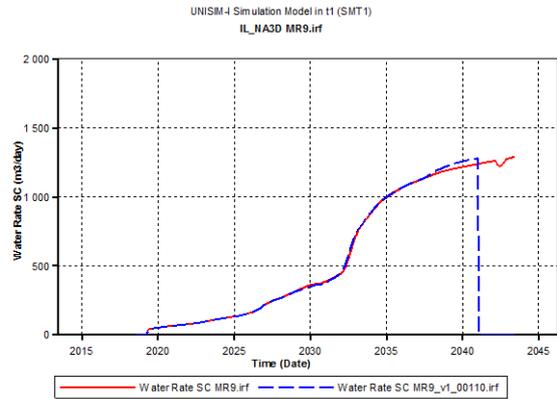
**Figura 96 - Produção acumulada de óleo PROD023A**

Nos gráficos apresentados pode ser observado a produção cumulativa de óleo, podendo-se afirmar que nos poços PROD008, PROD021, PROD023A houve um aumento e que nos PROD010, PROD012 e PROD014 houve um decréscimo. Estes decréscimos de produção no poço 10, 12 e no 14, uma das causas possíveis desta redução poderá ser a alteração dos valores de corte de água para cada poço, que em ambos os casos foi reduzido, sendo esta uma razão espectral. Outra razão será, estes poços estão localizados na área central do reservatório, o que faz com que estejam localizados numa área vulnerável a mudanças. Isto é fundamentado, devido á elevada porosidade (poços 10, 12 e 14) existente e à elevada permeabilidade (poços 10 e 12) existentes na mesma. No entanto esta redução foi compensada pelos restantes produtores 8, 21, 23A. Relativamente ao poço 8 e 21 o aumento deles deve-se a estarem localizado numa área periférica do bloco central do reservatório, área essa que é vulnerável a este tipo de alterações pois a permeabilidade e porosidade na mesma são propícias, sendo que a juntar a este fato os injetores estão direcionados para injetar naquela direção. Assim sendo, com os decréscimos de produção dos poços localizados na área central dos reservatórios, este dois poços aumentam a sua produção, sendo tomado como um dano colateral, pois a falta de produção de óleo teria que ser compensada. Por outro lado o poço 23A, também aumenta a sua produção, contudo este poço encontra-se numa área oposta aos poços anteriormente falados (poços 8, 21)

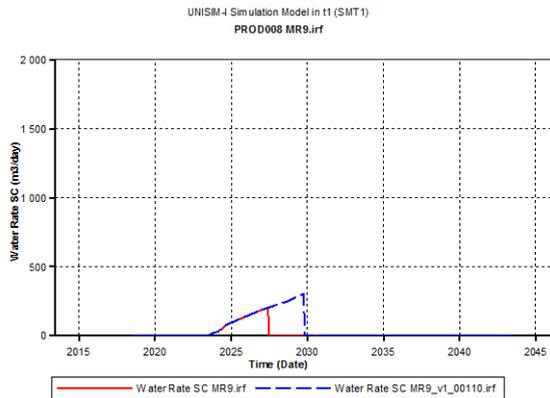
Contudo a análise não pode ser só feita tendo em conta a produção de óleo, pois não é só este parâmetro que sofre alterações, como tal seguidamente serão apresentados os gráficos de poços influentes na produção de água. Nesta análise há vários parâmetros a ter em conta., tais como o atraso do fechamento do poço, bem como a diminuição da produção de água, sendo de ressaltar que neste serão apenas apresentados os que apresentaram diferenças elevadas quer positiva/negativa.



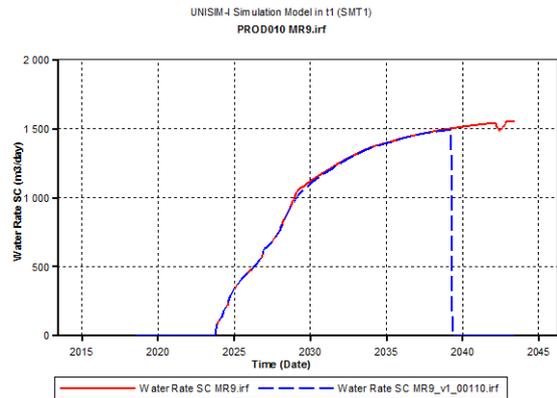
**Figura 97 - Produção água PROD IL\_NA1A**



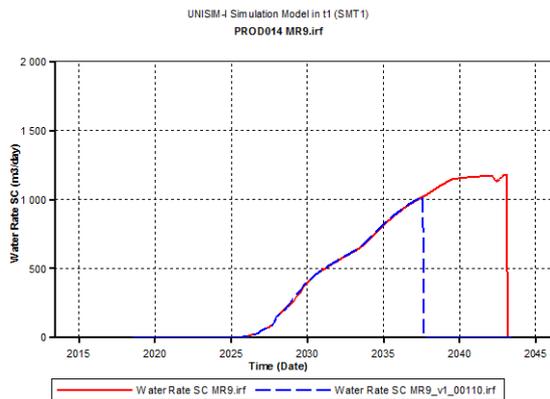
**Figura 98 - Produção água PROD IL\_NA3D**



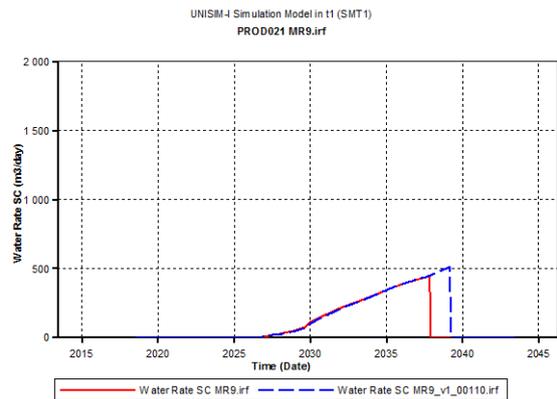
**Figura 99 - Produção água PROD008**



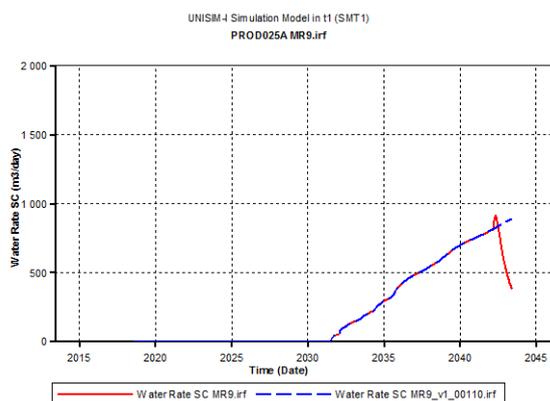
**Figura 100 - Produção água PROD010**



**Figura 101 - Produção água PROD014**



**Figura 102 - Produção água PROD021**



**Figura 103 - Produção água PROD025A**

Como foi referido anteriormente não só a produção de óleo é importante, pois esta acarreta a produção de água, a qual se for em demasia poderá prejudicar a estratégia em causa. Através da análise dos gráficos é perceptível que houve um aumento de produção de água nos poços IL\_NA1A, 8, 21 e 25 e um decréscimo nos restantes os poços IL\_NA3D 10 e 14. Observando os poços que tiveram um aumento de produção de água, há que ressaltar que grande parte deles a produção foi prolongada, com isso produziram durante um período maior. Contudo nem sempre isso poderá ser um sinal positivo, sendo que nos quatro casos apresentados houve pequenos aumentos da produção de óleo.

Relativamente as produções em si, os poços 21 e 25 sofreram aumentos devidos aos seu poço vizinho ter reduzido a produção de água, poço 14 respetivamente. No poço 25A este produz um volume de água mais elevado, contudo é de observar o desaparecimento de uma oscilação existente na produção deste poço, este desaparecimento deve-se ao fato de na alteração de estratégia o poço 23A não fechar. Com isto a produção do poço 25A fica constante isso, poderá ser uma mais-valia pois oscilações em campo não são bons parâmetros para a produção.

No entanto após esta análise, nada melhor do que observar os dados analíticos ao nível de volumes totais, para entender se foi economicamente rentável esta estratégia.

**Tabela LXX - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 2**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>6</sup> )
<b>MR9-Opção 0</b>	72225	8153,5	34362	130086	2235,3
<b>MR9- Opção 2</b>	72460	8180,4	29561	126810	2243,6
<b>Diferença</b>	+0,33%	+0,32%	-13,97%	-2,52%	+0,37%

Com base na Tabela LXX, observa-se que houve um ligeiro aumento na produção de óleo, no entanto também houve uma menor produção de água e por consequência uma diminuição da injeção da mesma. Tendo em conta o campo, o aumento de óleo sucedeu-se devido ao fato dos poços 8, 21, 23 terem produzido mais, estes poços em conseguiram “recuperar” volume de óleo perdido no poço 10, 12 e 14, com esta alteração conseguiu-se reduzir a produção de água de 13,97% e de injeção de 2,52%. Esta diminuição melhora de uma forma

muito reduzida os resultados de produção de óleo, sendo que não é observado um elevado aumento no VAL, o qual neste caso é de 0,37%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois pensando na vida do campo que é de 30 anos, está se a falar de aumento percentual de 0,012 ao ano. Com um aumento tão baixo não é possível justificar uma alteração na estratégia.

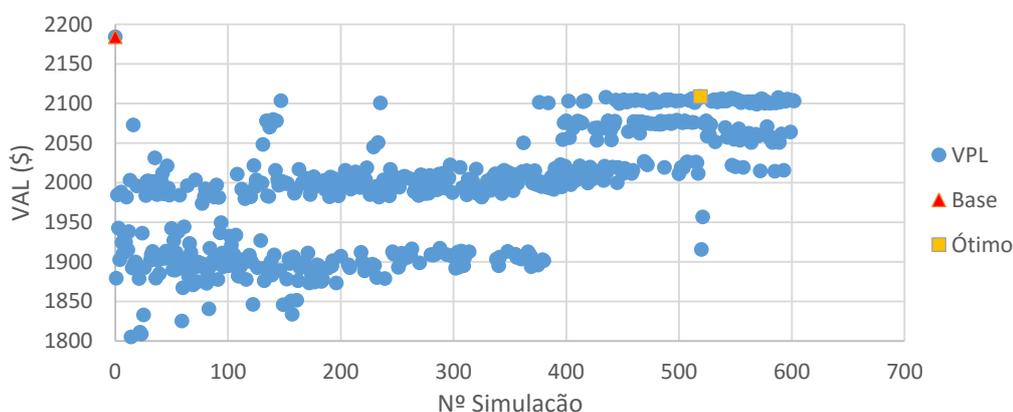
Com estes valores é possível afirmar que o modelo Representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default) é a melhor opção.

## 5.4 Opção 3

Neste subcapítulo será apresentado o controlo proactivo, no qual será tido em conta a variável do Bottom Hole Pressure, em que será analisado com a ajuda do software CMOST, a fim de obter o valor ótimo a nível global. Para tal foi definido no simulador, um valor máximo de 350 e um valor Mínimo de 190 , para a variável de Bottom Hole Pressure. Serão apresentados os 9 modelos representativos, nos quais será feita uma análise com os poços que tiverem uma maior variação. O intuito desta análise é perceber as diferenças de comportamento, tendo como comparação o caso da opção 0 (IP) com a melhor otimização obtida para cada modelo.

### 5.4.1 Modelo Representativo 1 (MR1)

Relativamente ao MR1, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados no Figura 104.



**Figura 104 - Resultados da otimização do MR1 recorrendo ao CMOST**

Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações, contudo o valor obtido de VAL é menor em comparação com a opção 0. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço, na qual será apresentada uma tabela a fim de ser feita a análise de todos os poços da forma mais sucinta. Serão apresentados graficamente os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa.

Como é possível observar pela tabela, é visível que existem vários casos, e que de modo geral não foi benéfico, devido ao fato de a produção de água em alguns caso ter aumentado, quando era suposto diminuir com o atraso da mesma.

**Tabela LXXI – Resumo Comparação Base vs. Otimização**

Poço	Cum. Óleo	Cum. Água	Atraso P.Água <sup>3</sup>
IL_NA1A	↑	↑	Não
IL_NA3D <sup>7</sup>	↑	↑	Não
PROD005	↑	↑	Não
PROD008	↓	↑	Sim

PROD009*	↓	↓	Sim
PROD010	↑	=	Sim
PROD012*	↓	↓	Sim
PROD014	=	↓	Sim
PROD021*	↑	↑	Não
PROD023A*	↑	↑	Não
PROD024A <sup>1,2</sup>	-	-	-
PROD025A	↓	=	Sim
PROD026	↑	↑	Não

\* Poço fechou mais cedo

<sup>1</sup> Poço fechou mais tarde

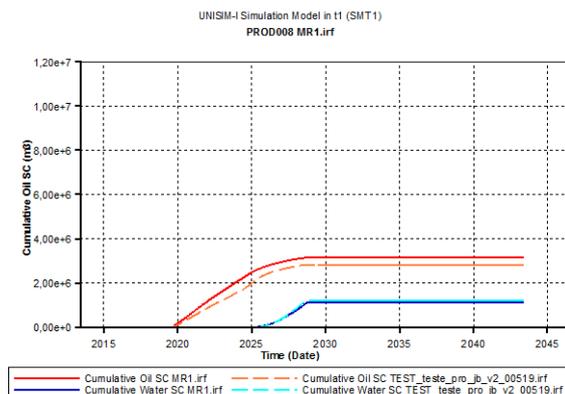
<sup>2</sup> Atraso relativamente à opção 0

↓ Decresceu

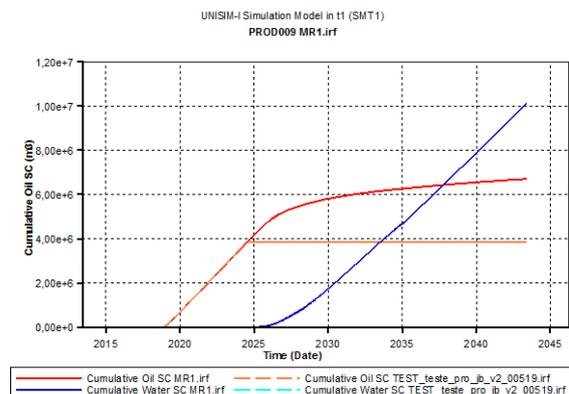
↑ Aumentou

Os poços que tiveram o comportamento esperado neste modelo foram 10, 21, e 23A, pois apresentam uma subida da produção acumulada de óleo e uma subida da produção de água, não criando o atraso desejado. Este atraso pode ser identificado de duas formas, no início (representado na tabela “\*3”) e no final, representado pela diminuição da produção de água. Os poços que tiveram o pior desempenho foram o 08, 09, 12, destes destacam-se os poços 08, 09 pela perda de volume total de óleo e aumento a produção de volume total de água, os restantes por fecharem mais cedo a sua produção, o que por sua vez criará uma diminuição na produção, caso não seja compensada pelos restantes.

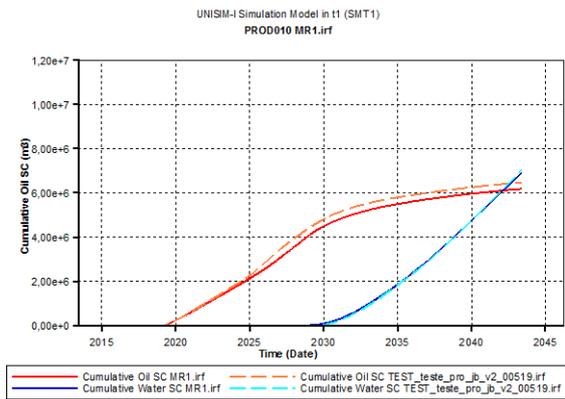
Como pode ser observado os melhoramentos conseguidos em alguns poços deve-se ao fato de estes estarem em zonas críticas. Observe-se que tanto o poço 10 como o 21 estão localizados em áreas centrais, através de um pequeno ajuste uma melhoria significativa é observada. Já o poço 23A a melhoria existente deve-se há a estar numa área periférica, usufruindo do melhor varrimento da água, permitindo uma melhor produção de óleo. Os contra destas mudanças neste modelo é que com isso poderemos criar problemas nos poços vizinhos. Observe-se que o poço 08 e 09 (vizinhos do poço 21) e o 12 (vizinho do 10) sofrem alterações bruscas como já foi referido na Tabela LXXXI podendo ser observado nos seguintes gráficos.



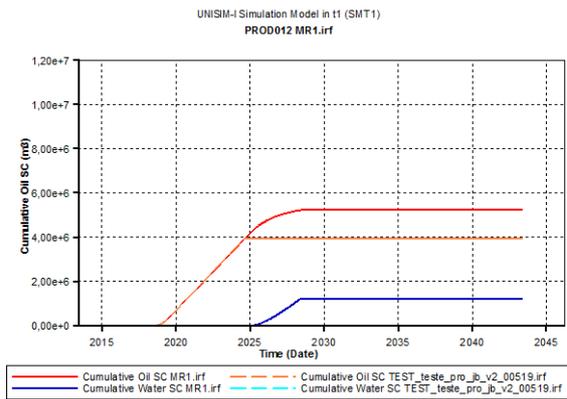
**Figura 105 - Pr.Acum. de óleo e água  
PROD008**



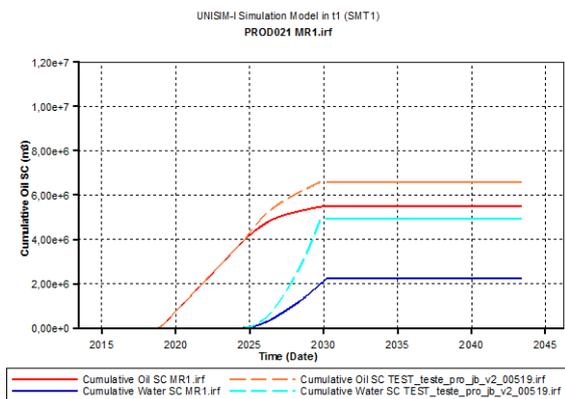
**Figura 106 - Pr.Acum. de óleo e água  
PROD009**



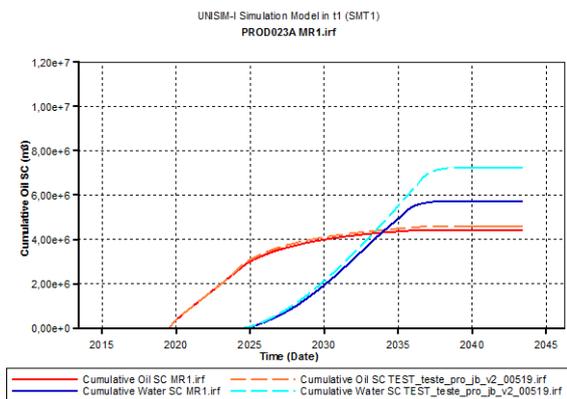
**Figura 107 - Pr.Acum. de óleo e água PROD010**



**Figura 108 - Pr.Acum. de óleo e água PROD012**



**Figura 109 - Pr.Acum. de óleo e água PROD021**



**Figura 110 - Pr.Acum. de óleo e água PROD023A**

Como pode ser observado pelos gráficos de produção as retas de produção acumulada de óleo, ficam constantes mais cedo em comparação com o caso base isso significa que o poço parou a produção, sendo que atingiu um limite o qual o obriga a fechar. Já nos restantes gráficos é possível observar um aumento do óleo. Contudo em dois casos no poço 21 e 23A a produção de água aumenta consideravelmente o que não é o desejável, mas seria o possivelmente esperado. O único poço que não aumentou a produção de água e aumento a produção de óleo foi o poço 10, como pode ser observado, isso deve-se como já foi referido por estar numa área central. Este fato permite ao poço uma maior produção, podendo não ser suficiente para tornar viável esta opção, como poderemos ver na tabela seguinte.

**Tabela LXXII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>9</sup> )
<b>MR1-Base</b>	64870	7339,5	49565	136938	2184,4
<b>MR1- Iteração 519</b>	63029	7133,4	42908	127993	2108,8
<b>Diferença</b>	-2,8%	-2,8%	-13,4%	-6,5%	-0,4%

Com base na Tabela LXXXII, observa-se que houve uma diminuição na produção de óleo, no entanto também houve uma menor produção de água e por consequência uma diminuição da injeção da mesma. Tendo em conta o campo, a diminuição de óleo sucedeu-se devido ao fato dos poços 09, 12 e 21 e 23 terem fechado mais cedo. Com esta diminuição

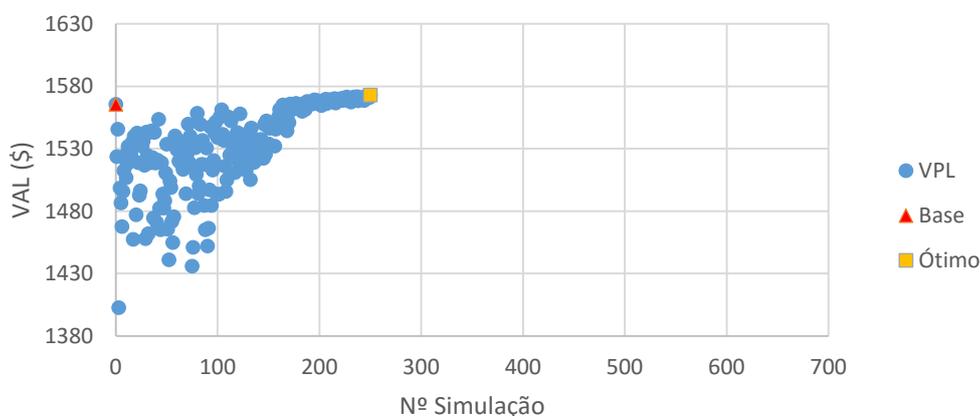
esperava-se que os restantes poços aumentassem a sua produção, a fim de compensar esta perda. Como é possível observar os poços não conseguiram fazer essa recuperação ficando com um défice na produção do modelo otimizado de -2,8%. Contudo a produção de água diminui bastante bem como a injeção, - 13,4% e -6,5 respetivamente. Esta diminuição piorou de uma forma não foi suficiente, sendo que é observado uma diminuição, o qual neste caso é de -0,4%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois está sendo perdido valor monetário no projeto, o que não é o objetivo.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo Representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default) é a melhor opção

#### 5.4.2 Modelo Representativo 2 (MR2)

Relativamente ao MR2, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Quando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados no Figura 111.

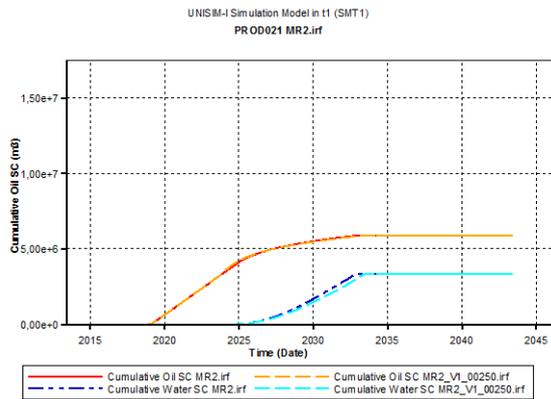


**Figura 111 - Resultados da otimização do MR2 recorrendo ao CMOST**

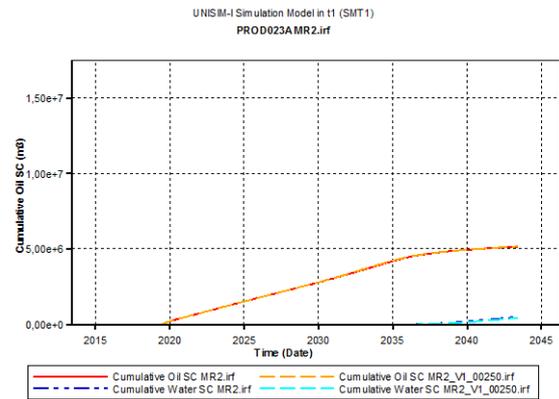
Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações, o valor obtido de VAL ligeiramente mais elevado em comparação com a opção 0. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço, na qual será apresentada uma tabela a fim de ser feita a análise de todos os poços da forma mais sucinta. Serão apresentados graficamente os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa.

Como é possível observar pela tabela, existem vários casos, sendo que de modo geral o melhoramento foi mínimo, devido ao fato de a produção de óleo em alguns caso ter diminuído, e esta ter sido compensado, o que ajuda para que haja um melhoramento mínimo no VAL.





**Figura 114 - Pr.Acum. de óleo e água PROD021**



**Figura 115 - Pr.Acum. de óleo e água PROD023A**

Como pode ser observado a retas de produção acumulada de óleo, ficam constante mais cedo em comparação com o caso base, isso significa que o poço parou a produção, sendo que atingiu um limite o qual o obriga a fechar. Contudo a tabela seguinte irá permitir a compreensão se estas reduções foram benéficas na otimização, isto porque caso se observe a Tabela LXXIII para além dos referidos, existem ainda bastantes poços a reduzir a produção acumulada de óleo e ao mesmo tempo a produção de água.

**Tabela LXXIV - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>6</sup> )
<b>MR2-Base</b>	56439	6405,5	36604	113778	1565,7
<b>MR2- Iteração 250</b>	56817	6448,5	47135	124602	1573,1
<b>Diferença</b>	+0,67%	-0,67%	+28,77%	+9,51%	+0,47%

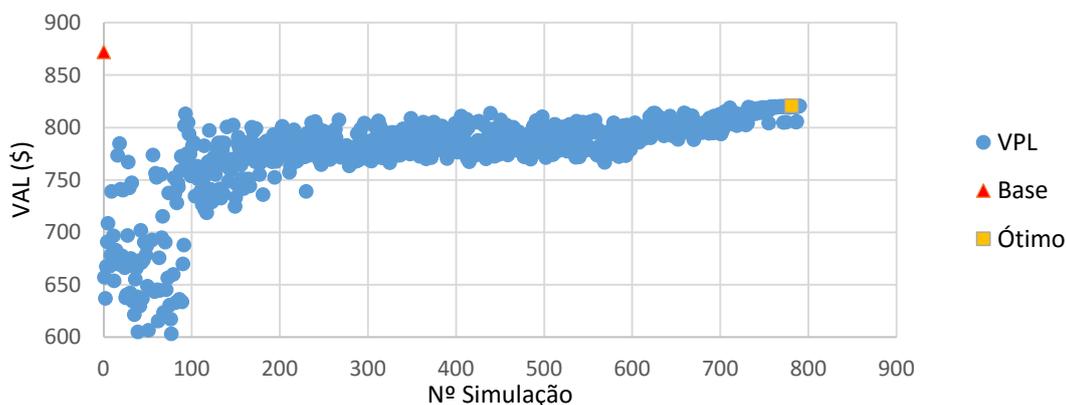
Com base na Tabela LXXIV, observa-se que houve um aumento na produção de óleo, no entanto também houve um aumento na produção de água e por consequência um aumento da injeção da mesma. Tendo em conta o campo, o aumento de óleo sucedeu-se devido ao fato de grande parte dos poços terem diminuído a sua produção e terem sido compensados pelos restantes. Como é possível de observar os poços conseguiram fazer essa recuperação total ficando com um acréscimo na produção do modelo otimizado de +0,67%. Sendo que para tal a produção de água aumentou bastante bem como a injeção, +28,77% e +9,51% respetivamente. Este aumento piorou de uma forma muito reduzida os resultados de produção de óleo, sendo que é observado aumento mínimo do VAL, o qual neste caso é de 0,47%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois pensando na vida do campo que é de 30 anos, está se a falar de aumento percentual de 0,02 ao ano. Com um aumento tão baixo não é possível justificar uma alteração na estratégia.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo Representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default), é a melhor opção.

### 5.4.3 Modelo Representativo 3 (MR3)

Relativamente ao MR3, este modelo apresentou elevadas diferenças entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados no Figura 116.



**Figura 116 - Resultados da otimização do MR3 recorrendo ao CMOST**

Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações, sendo que o valor obtido de VAL nunca superou em comparação com a opção 0. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço, na qual será apresentada uma tabela a fim de ser feita a análise de todos os poços da forma mais sucinta. Serão apresentados graficamente os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa.

Como é possível observar pela tabela, existem vários casos, sendo que de modo geral o melhoramento foi mínimo, devido ao fato de a produção de óleo em alguns casos ter diminuído, e esta ter sido compensada, o que ajuda para que haja um melhoramento mínimo no VAL.

**Tabela LXXV - Resumo Comparação Base vs. Otimização**

Poço	Cum. Óleo	Cum. Água	Atraso P.Água <sup>*3</sup>
IL_NA1A	↓	↓	Sim
IL_NA3D	↑	↑	Não
PROD005	↑	↓	Não
PROD008 <sup>*2</sup>	↓	↓	Sim
PROD009 <sup>*</sup>	↓	↓	Sim
PROD010	↑	↑	Não
PROD012	↓	↓	Sim
PROD014 <sup>*</sup>	↓	↓	Sim
PROD021	↓	↓	Sim
PROD023A	-	-	-
PROD024A	-	-	-
PROD025A	-	-	-
PROD026	↑	↑	Não

\* Poço fechou mais cedo

\*2 Poço fechou mais tarde

\*3 Atraso relativamente à opção 0

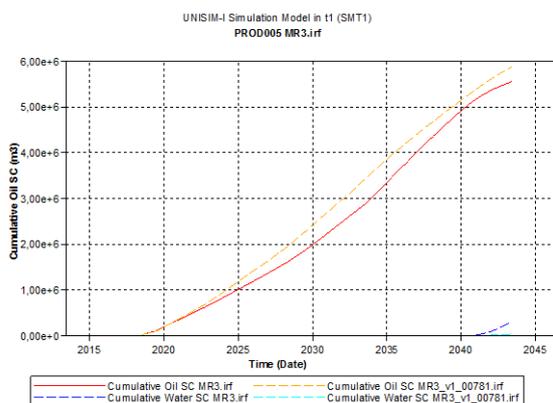
↓ Decresceu

↑ Aumentou

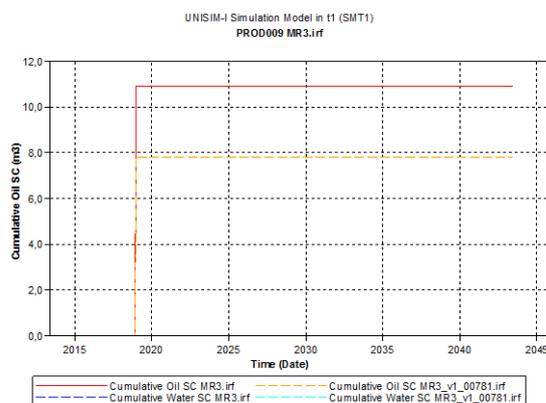
Neste modelo não houve poços que tenham tido o comportamento esperado. Este modelo demonstra uma perda gigante bem como alguns atrasos num número elevado de poços. Este atraso pode ser identificado de duas formas, no início (representado na tabela “\*3”) e no final, representado pela diminuição da produção de água. Os poços que tiveram o pior desempenho são todos aqueles que apresentam decréscimo quer na produção de óleo quer na produção de água, mas há um

poço que se destaca que é o poço 09. Este poço diminui a produção de óleo e ainda fechando na mesma data em comparação com a opção 0.

Como pode ser observado os melhoramentos conseguidos em alguns poços deve-se ao fato de estes estarem em zonas críticas, e por sua vez de fácil alteração. Observe-se que tanto o poço 05, através de um pequeno ajuste uma melhoria significativa é observada.



**Figura 117 - Pr.Acum. de óleo e água PROD005**



**Figura 118 - Pr.Acum. de óleo e água PROD009**

Como pode ser observado pela Figura 117 a reta de produção acumulada de óleo, fica constante superior em comparação com o caso base, isso significa que o poço aumentou a produção. Na Figura 118 é possível observar que a produção foi muito menor, tendo o poço fechado no mesmo espaço temporal em comparação com o caso base. Contudo a tabela seguinte irá permitir a compreensão se estas reduções não foram benéficas na otimização, isto porque caso se observe a para além dos referidos, existem ainda bastantes poços a reduzir a produção acumulada de óleo e ao mesmo tempo a produção de água.

**Tabela LXXVI - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>6</sup> )
<b>MR3-Base</b>	44952	5071,7	27927	88862	872,09
<b>MR3- Iteração 250</b>	44808	5057,7	33739	93797	820,6
<b>Diferença</b>	-0,32%	-0,27%	+20,81	+5,55%	-5,9%

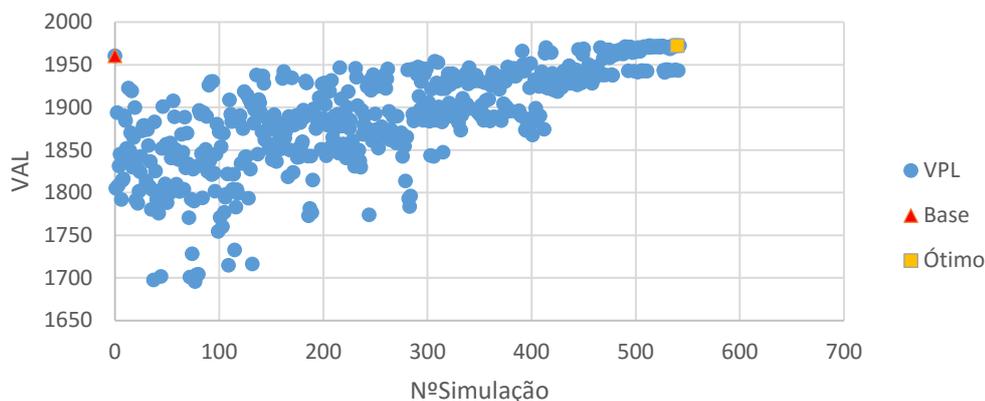
Com base na Tabela LXXVI, observa-se que houve uma diminuição na produção de óleo, no entanto houve um aumento na produção de água e por consequência um aumento da injeção da mesma. Tendo em conta o campo, a diminuição de óleo sucedeu-se devido ao fato de grande parte dos poços terem diminuído a sua produção e não terem sido compensados pelos restantes. Como é possível de observar os poços não conseguiram fazer essa recuperação total ficando com um decréscimo na produção do modelo otimizado de -0,32%. Sendo que para tal a produção de água aumentou bastante bem como a injeção, +20,81% e +5,55% respetivamente. Este aumento piorou os resultados de produção de óleo, sendo que é observado diminuição mínima do VAL, o qual neste caso é de -5,9%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois pensando na vida do campo que é de 30 anos, está se a falar de diminuição percentual de 0,19 ao ano.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo Representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default), é a melhor opção.

#### 5.4.4 Modelo Representativo 4 (MR4)

Relativamente ao MR2, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados no Figura 119.



**Figura 119 - Resultados da otimização do MR4 recorrendo ao CMOST**

Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações, o valor obtido de VAL ligeiramente mais elevado em comparação com a opção 0. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço, na qual será apresentada uma tabela a fim de ser feita a análise de todos os poços da forma mais sucinta. Serão apresentados graficamente os poços mais influentes no modelo quer seja de forma positiva/negativa.

Como é possível observar pela tabela, existem vários casos, sendo que de modo geral o melhoramento foi mínimo, mesmo a produção de óleo em alguns caso ter aumentado, mas mesmo assim, houve um aumento na injeção de água, aumentando os custos como poderá ser visto seguidamente.

**Tabela LXXVII - Resumo Comparação Base vs. Otimização**

Poço	Cum. Óleo	Cum. Água	Atraso P.Água <sup>3</sup>
IL_NA1A	↑	↑	Sim
IL_NA3D <sup>*4</sup>	↑	↓	Sim
PROD005	↑	↑	Sim
PROD008	=	↓	Sim
PROD009	=	↓	Não
PROD010	↑	↓	Sim
PROD012	↓	↑	Não
PROD014 <sup>*</sup>	↓	↑	-
PROD021 <sup>*2</sup>	↓	↓	Sim
PROD023A <sup>*3</sup>	↑	↑	Não
PROD024A	-	-	-
PROD025A	↑	↑	Sim
PROD026	↑	=	Não

<sup>\*</sup> Poço fechou mais cedo

<sup>\*2</sup> Poço fechou mais tarde

<sup>\*3</sup> Atraso relativamente à opção 0

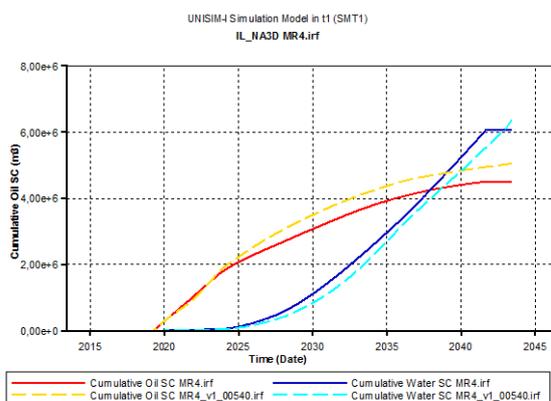
<sup>\*4</sup> Fechava anteriormente e na nova otimização já não

Os poços que tiveram o comportamento esperado neste modelo foram IL\_NA3D, 10, 26, pois mantiveram a produção acumulada de óleo e tiveram um decréscimo da produção de água ou mantiveram-na, criando em alguns o atraso desejado. Este atraso pode ser identificado de duas formas, no início (representado na tabela “\*3”) e no final, representado pela diminuição da produção de água. Os poços que tiveram o pior desempenho são todos aqueles que apresentam decréscimo

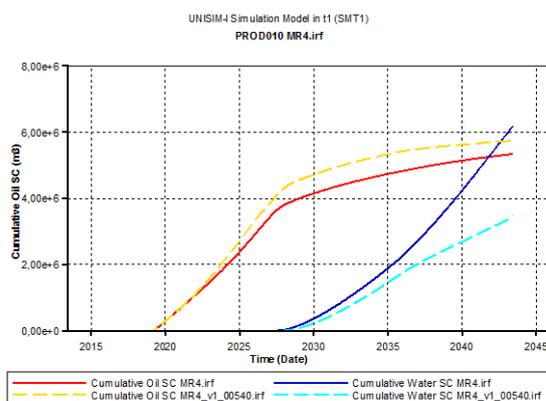
quer na produção de óleo quer na produção de água, mas há poços que se destacam

negativamente que são os poços 12 e 14. Estes poços diminuem a produção de óleo e ainda aumentam a sua produção de água.

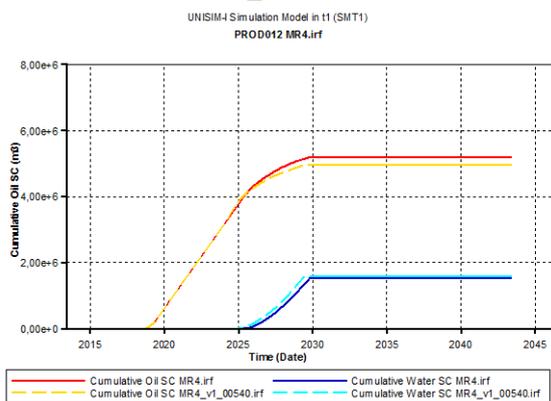
Como pode ser observado os melhoramentos conseguidos em alguns poços deve-se ao fato de estes estarem em zonas críticas, e por sua vez de fácil alteração. Observe-se que o poço 10 está localizado numa área central, através de um pequeno ajuste cria uma melhoria significativa é observada. Já o poço IL\_NA3D e 26 a melhoria existente deve-se há a estarem numa área periférica, usufruindo do melhor varrimento da água. E no caso do IL\_NA3D este têm a seu favor o poço 14 ter fechado mais cedo, sendo esta uma das particularidades deste poço ter produzido mais óleo com menos produção de água. Já o poço 26, produz um maior volume de óleo também devido ao melhor varrimento desta área. No entanto desta vez deve-se ao poço 12 ter fechado mais cedo o que permitiu que a água que este poço produzia anteriormente, varresse área circundante do poço 26 fazendo com que este produza mais óleo.



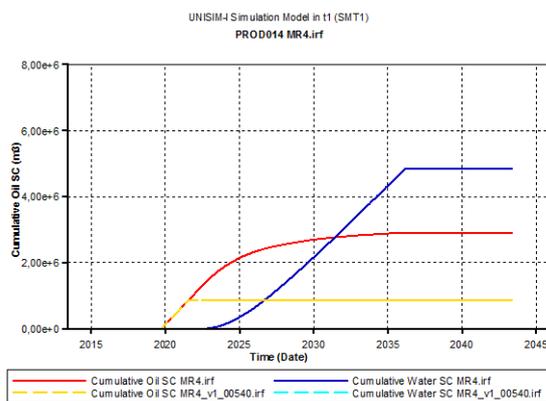
**Figura 120 - Pr.Acum. de óleo e água IL\_NA3D**



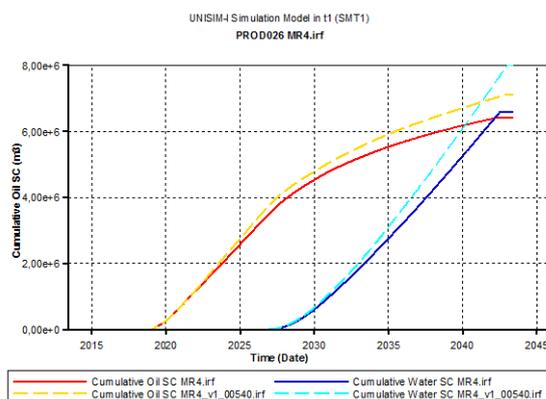
**Figura 121 - Pr.Acum. de óleo e água PROD10**



**Figura 122 - Pr.Acum. de óleo e água PROD12**



**Figura 123 - Pr.Acum. de óleo e água PROD14**



**Figura 124 - Pr.Acum. de óleo e água PROD026**

Como pode ser observado pelos Figura 120, Figura 121 e Figura 124 as retas de produção acumulada de óleo aumentam em comparação com o caso base. No caso do poço IL\_NA3D isso significa que o poço prolongou a produção, sendo que par o sucedido foi necessário produzir mais água. Já nos restantes gráficos produção é possível observar um aumento o volume produção de óleo, e produção de água aumenta não sendo o desejável. Contudo a tabela seguinte irá permitir a compreensão se estas reduções foram benéficas na otimização, isto porque caso se observe a Tabela LXXXVII para além dos referidos, existem ainda bastantes poços pequenas variações, as quais iram melhorar ou piorar consoante o seu comportamento

**Tabela LXXXVIII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>6</sup> )
<b>MR4-Base</b>	62588	7138,5	44094	128001	1960,5
<b>MR4- Iteração 540</b>	64914	7417	41783	130076	1972,4
<b>Diferença</b>	+3,72%	+3,75	-5,24%	+1,62	+0,6%

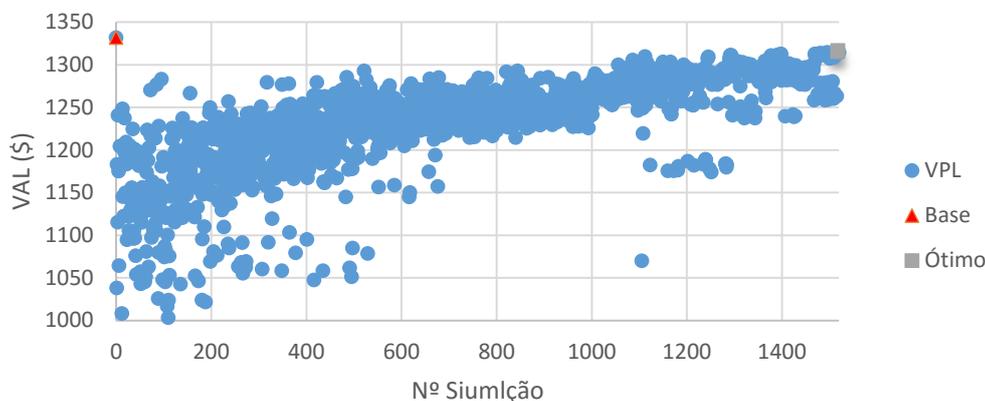
Com base na Tabela LXXXVIII, observa-se que houve um aumento na produção de óleo, no entanto também houve uma diminuição na produção de água e por consequência um aumento da injeção da mesma. Tendo em conta o modelo, o aumento de óleo sucedeu-se devido ao fato de grande parte dos poços terem aumentado a sua produção. Com esta aumento esperava-se que uma maior injeção de água e por consequência uma maior produção de água, o que não vem a acontecer neste modelo. Este acontecimento pode ser justificado, por um melhor varrimento no campo. É possível de observar o aumento de produção deu uma elevação percentual de +3,72%. Sendo que para tal a produção de água diminui já a injeção não, -5,24% e 1,62% respetivamente. Esta diminuição melhorou de uma forma muito reduzida os resultados de produção de óleo contudo o aumento de injeção não permite um grande melhoramento, sendo que é observado aumento mínimo do VAL, o qual neste caso é de 0,6%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois pensando na vida do campo que é de 30 anos, está se a falar de aumento percentual de 0,02 ao ano. Com um aumento tão baixo não é possível justificar uma alteração na estratégia.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo Representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default), é a melhor opção.

### 5.4.5 Modelo Representativo 5 (MR5)

Relativamente ao MR5, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados no Figura 125.



**Figura 125 - Resultados da otimização do MR5 recorrendo ao CMOST**

Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações, sendo que o valor obtido de VAL é menor em comparação com a opção 0. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço, na qual será apresentada uma tabela a fim de ser feita a análise de todos os poços da forma mais sucinta. Serão apresentados graficamente os poços mais influentes no modelo, quer seja de forma positiva/negativa.

Como é possível observar pela tabela, existem diversos casos, sendo que de modo geral não houve melhoramento, mesmo nível de produção de óleo em alguns caso ter aumentado, compensando os restantes poços que produziram menos, já no que diz respeito à injeção de água esta aumentou o que faz com que os custos de produção aumentem prejudicando assim o lucro final do mesmo.

**Tabela LXXIX - Resumo Comparação Base vs. Otimização**

Poço	Cum. Óleo	Cum. Água	Atraso P.Água <sup>*3</sup>
IL_NA1A <sup>*</sup>	↑	↑	Não
IL_NA3D	↓	↑	Sim
PROD005	↓	↓	Sim
PROD008	=	↑	Não
PROD009 <sup>†</sup>	↓	↑	Sim
PROD010	↑	↑	Sim
PROD012 <sup>‡</sup>	↓	↓	Sim
PROD014 <sup>†</sup>	↓	↓	Sim
PROD021	↑	↑	Não
PROD023A	↓	=	-
PROD024A	-	-	-
PROD025A	↑	=	-
PROD026	↓	=	-

<sup>\*</sup> Poço fechou mais cedo

<sup>†</sup> Poço fechou mais tarde

<sup>‡</sup> Atraso relativamente à opção 0

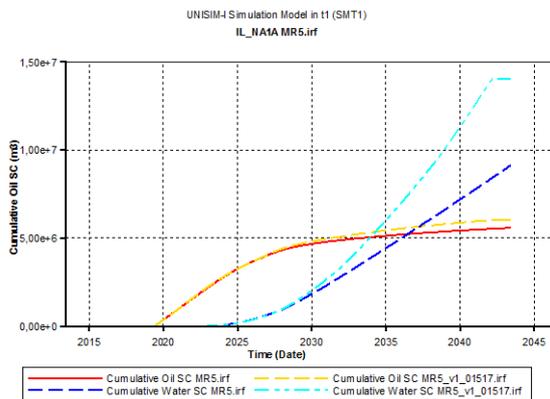
↓ Decresceu

↑ Aumentou

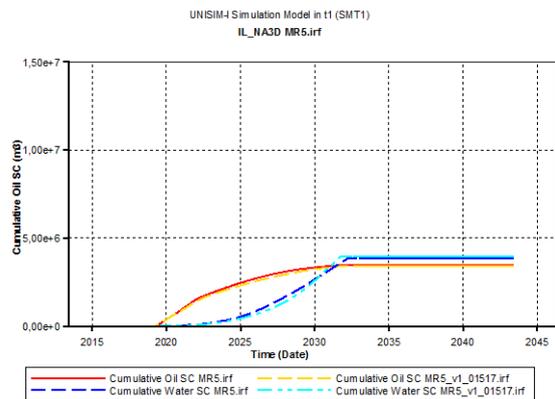
existem alguns poços que apresentam um desempenho mediano, são os IL\_NA1A, 10 e 21.

Estes poços permitem um aumento na produção a qual é também acompanhada pela subida da produção de água, sendo isto que os faz serem classificados de medianos. O poço que teve o pior desempenho foi aquele que apresentou decréscimo óleo na e um aumento na produção de água ou seja o poço IL\_NA3D. Em suma neste modelo como pode ser visto pela análise da tabela grande parte dos poços ou atrasaram a sua chegada de água ou mantiveram-na, sendo que grande parte destes para tal acontecimento ter sucedido aumentou a sua produção de água.

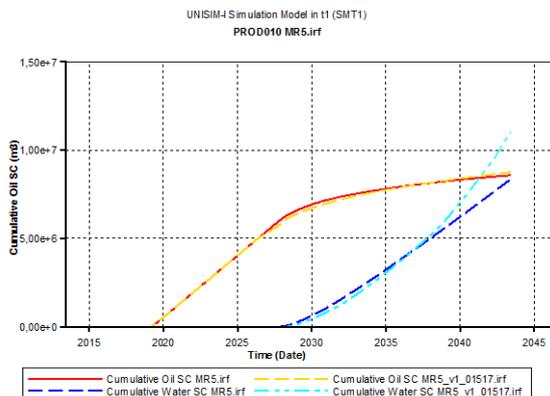
Como pode ser observado os melhoramentos conseguidos em alguns poços deve-se ao fato de estes estarem em zonas críticas, e por sua vez de fácil alteração. Observe-se que os poços IL\_NA1A e 10 estão localizados numa área central, através de um pequeno ajuste cria-se uma melhoria significativa. E no caso do IL\_NA1A têm a seu favor o poço 14 ter fechado mais cedo, sendo esta uma das particularidades deste poço ter produzido mais óleo, no entanto necessitou de mais água para tal. Já os poços 21 e 25 a melhoria existente deve-se a estarem numa área periférica, usufruindo do melhor varrimento da água. O poço 21 aumenta a sua produção de óleo beneficiando do défice de produção do poço 9, pelo que apenas compensa a perda existente do vizinho, contudo o poço fecha mais cedo, o que não é muito benéfico para o campo. Já o poço 25, produz um maior volume de óleo também devido ao fecho do poço 14. Estas análises poderão ser confirmadas com a análise conjunta da Tabela e dos seguintes gráficos.



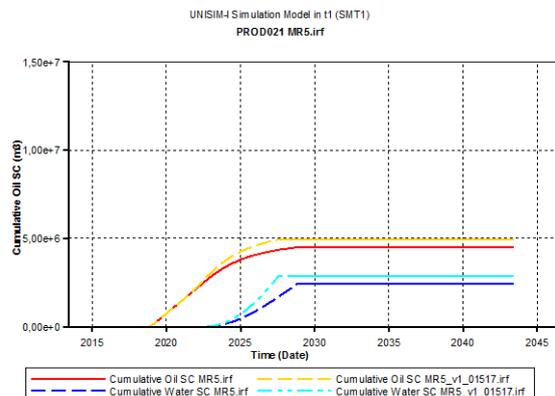
**Figura 126 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL\_NA1A**



**Figura 127 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL\_NA3D**



**Figura 128 - Pr.Acum. de óleo e água PROD10**



**Figura 129 - Pr.Acum. de óleo e água PROD21**

Como pode ser observado pela Figura 126 e Figura 129 a retas de produção acumulada de óleo aumentam em comparação com o caso base. Os gráficos (Figura 126, Figura 129) é possível observar um aumento do volume produção de óleo, e produção de água aumenta não sendo o desejável. No entanto o referente ao poço IL\_NA3D é possível visualizar que a produção do poço aumenta, sendo que é perdido tempo de vida do poço, não sendo algo desejável. Contudo a tabela seguinte irá permitir a compreensão se estas alterações foram benéficas na otimização, isto porque caso se observe a Tabela LXXX para além dos referidos, existem ainda bastantes poços pequenas variações, as quais iram melhorar ou piorar consoante o seu comportamento.

**Tabela LXXX - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>6</sup> )
<b>MR5-Base</b>	53072	6086,9	39344	111407	1331,6
<b>MR5- Iteração 1517</b>	53335	6115,4	48451	121054	1316,1
<b>Diferença</b>	+0,5%	+0,47%	+23,15%	+8,66%	-1,16%

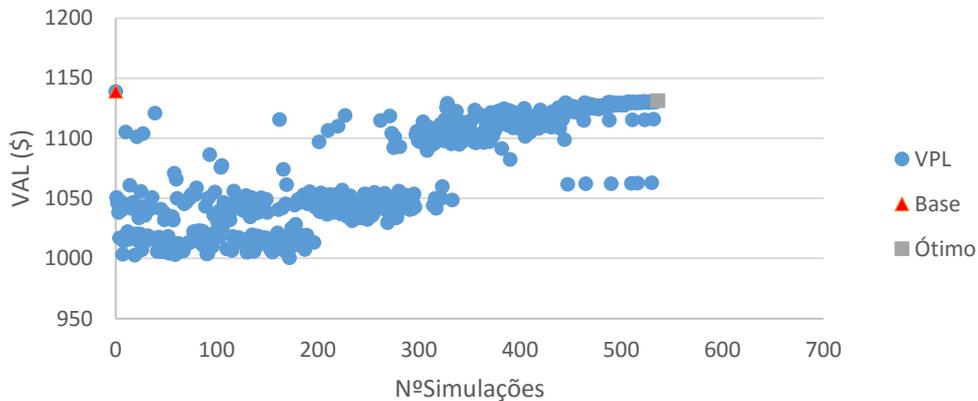
Com base na Tabela LXXX, observa-se que houve um aumento na produção de óleo, no entanto também houve um aumento na produção de água e por consequência um aumento da injeção da mesma. Tendo em conta o modelo, o aumento de óleo sucedeu-se devido ao fato de uma parte dos poços terem aumentado a sua produção. Sendo que para esta recuperação ser feita é necessário injetar mais água para se ter sucesso num melhor varrimento. É possível de observar o aumento de produção deu uma elevação percentual de +0,5%. Sendo que para tal a produção de água aumentou 23,15% já a injeção não, e 8,66% respetivamente. Esta aumento não permitindo um melhoramento, sendo que é observado decréscimo do VAL, cerca de 1,16%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois está sendo perdido valor monetário no projeto, o que não é o objetivo.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo Representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default) é a melhor opção.

### 5.4.6 Modelo Representativo 6 (MR6)

Relativamente ao MR6, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados na Figura 130.



**Figura 130 - Resultados da otimização do MR6 recorrendo ao CMOST**

Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações, sendo que o valor obtido de VAL é menor em comparação com a opção 0. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço, na qual será apresentada uma tabela a fim de ser feita a análise de todos os poços da forma mais sucinta. Serão apresentados graficamente os poços mais influentes no modelo, quer seja de forma positiva/negativa,

Como é possível observar pela tabela seguinte, existem diversos casos, sendo que de modo geral o não houve melhoramento, mesmo ao nível de produção de óleo esta diminui, e não foi compensada pelos restantes poços que produziram menos, já no que diz respeito à injeção de água esta aumentou o que faz com que os custos de produção aumentem prejudicando assim o lucro final do mesmo.

**Tabela LXXXI - Resumo Comparação Base vs. Otimização**

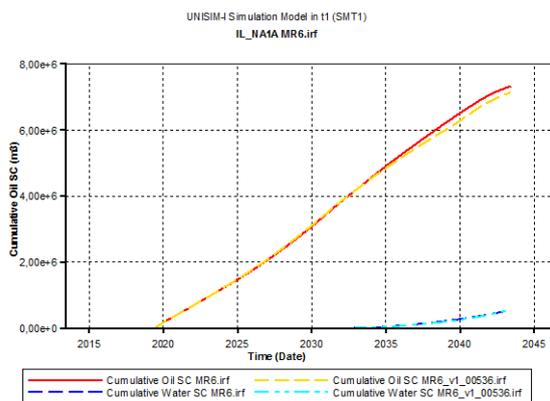
Poço	Cum. Óleo	Cum. Água	Atraso P.Água <sup>3</sup>
IL_NA1A	↓	=	Não
IL_NA3D	↑	↓	Sim
PROD005	=	↓	Sim
PROD008 <sup>1</sup>	↓	↓	Sim
PROD009 <sup>2</sup>	↑	↑	Não
PROD010	↓	↓	Sim
PROD012 <sup>2</sup>	↓	↓	Sim
PROD014	↓	↓	Sim
PROD021	↑	↓	Sim
PROD023A	-	-	-
PROD024A	-	-	-
PROD025A	-	-	-
PROD026	=	=	-

<sup>1</sup> Poço fechou mais cedo  
<sup>2</sup> Poço fechou mais tarde  
<sup>3</sup> Atraso relativamente à opção 0

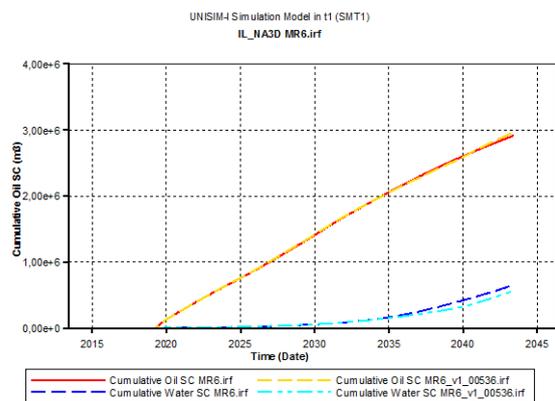
↓ Decresceu  
 ↑ Aumentou

Os poços que tiveram o comportamento esperado neste modelo foram IL\_NA3D, 05e o 21, pois mantiveram a produção acumulada de óleo e tiveram um decréscimo da produção de água, criando o atraso desejado. Este atraso pode ser identificado de duas formas, no início (representado na tabela “\*3”) e no final, representado pela diminuição da produção de água. Os poços que tiveram o pior desempenho são todos aqueles que apresentam decréscimo quer na produção de óleo quer na produção de água, mas há um poço que se destaca que é o

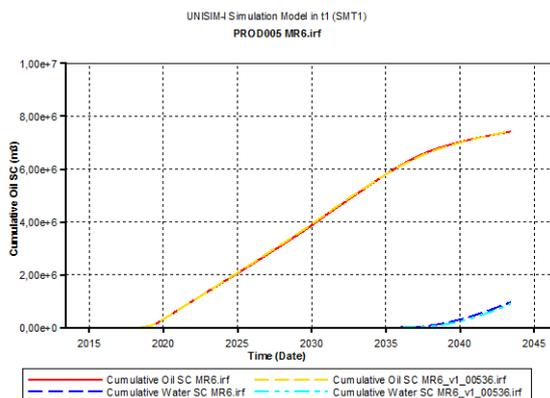
poço IL\_NA1A. Este poço diminui a produção de óleo e ainda mantém a sua produção de água. O que seria algo não esperado, pois como o poço baixa a produção deveria baixar a produção de água, isto seria o esperado. Este fato deve-se a ser um poço central e como tal é um poço que está sujeito a grande variações, a juntar a estes fatos ainda está junto a zona de elevada permeabilidade e porosidade. Como pode ser observado este modelo houve uma elevada perda de produção de óleo, os únicos poços que são exceção à regra são o IL\_NA3D, 05, 09 e o 21. Nestes casos exceção é perceptível que os poços estão em áreas influentes pois o IL\_NA3D está numa zona central, e o poço 09 e 21 são periféricos que são beneficiados por um melhor varrimento. Contudo consegue-se criar um atraso na chegada da água, mas isso veio afetar a produção do campo, fazendo com produção total de óleo decresça como se poderá ver em seguida.



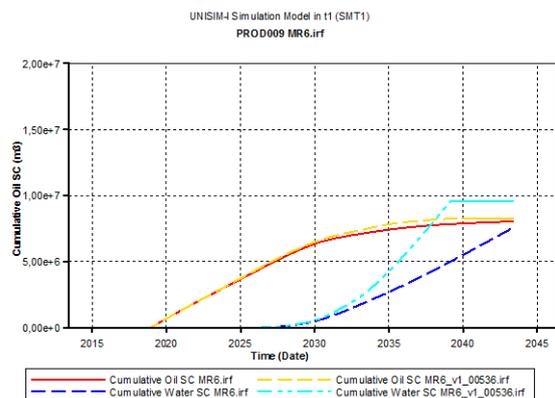
**Figura 131 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL\_NA1A**



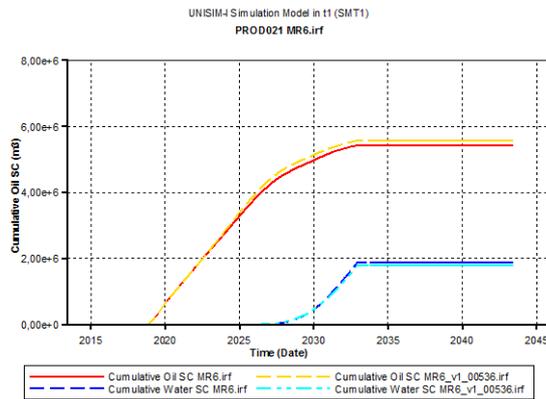
**Figura 132 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL\_NA3D**



**Figura 133 - Pr.Acum. de óleo e água PROD005**



**Figura 134 - Pr.Acum. de óleo e água PROD009**



**Figura 135 - Pr.Acum. de óleo e água PROD21**

Como pode ser observado pela Figura 133, Figura 134 e Figura 135 as retas de produção acumulada de óleo aumentam em comparação com o caso base. Na Figura 134 é possível observar um aumento do volume produção de óleo, e produção de água aumenta não sendo o desejável. Contudo a tabela seguinte irá permitir a compreensão se estas alterações foram benéficas na otimização, isto porque caso se observe a Tabela LXXXI os gráficos apresentados, existem ainda bastantes poços pequenas variações, as quais iram piorar o valor de VAL mediante o seu comportamento.

**Tabela LXXXII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3 (iteração 536)**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (10 <sup>6</sup> )
<b>MR6-Base</b>	50604	5719,6	18718	86684	1139,2
<b>MR6- Iteração 536</b>	50367	5690,9	20172	88257	1131,3
<b>Diferença</b>	-0,47%	-0,50%	+7,77%	+1,78%	-0,69%

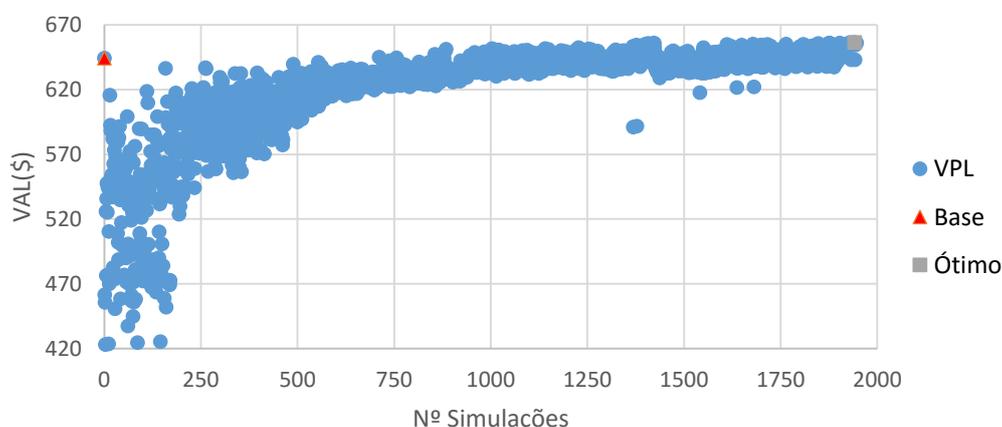
Com base na Tabela LXXXIII, observa-se que houve uma diminuição na produção de óleo, no entanto houve um aumento na produção de água e por consequência um aumento da injeção da mesma. Tendo em conta o modelo, a diminuição de óleo sucedeu-se devido ao fato de uma parte dos poços terem diminuído a sua produção. Contudo para a diminuição de produção ser mínima o campo necessitou de mais água, para se ter sucesso num melhor varrimento. É possível de observar a diminuição de produção foi de -0,5%. Sendo que para tal a produção de água aumentou +7,77% já a injeção foi de +1,78% respetivamente. Este aumento não permitiu um melhoramento, sendo que é observado decréscimo do VAL, cerca de 0,69%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois está sendo perdido valor monetário no projeto, o que não é o objetivo.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default) é a melhor opção.

### 5.4.7 Modelo Representativo 7 (MR7)

Relativamente ao MR7, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados na Figura 136.



**Figura 136 - Resultados da otimização do MR7 recorrendo ao CMOST**

Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações, sendo que o valor obtido de VAL é maior em comparação com a opção 0. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço, na qual será apresentada uma tabela a fim de ser feita a análise de todos os poços da forma mais sucinta. Serão apresentados graficamente os poços mais influentes no modelo, quer seja de forma positiva/negativa.

Como é possível observar pela tabela, existem diversos casos, sendo que de modo geral o não houve melhoramento, mesmo nível de produção de óleo em alguns caso ter aumentado, e com isso compensando os restantes poços que produziram menos, já no que diz respeito à injeção de água esta aumentou o que faz com que os custos de produção aumentem prejudicando assim o lucro final do mesmo.

**Tabela LXXXIII - Resumo Comparação Base vs. Otimização**

Poço	Cum. Óleo	Cum. Água	Atraso P.Água <sup>3</sup>
IL_NA1A	↓	↓	Sim
IL_NA3D	↑	↓	Sim
PROD005	↓	=	Não
PROD008 <sup>1</sup>	↑	↑	Não
PROD009 <sup>2</sup>	=	↑	Sim
PROD010	=	↓	Sim
PROD012 <sup>2</sup>	↓	=	Sim
PROD014	↓	=	Sim
PROD021	↑	↑	Não
PROD023A	-	-	-
PROD024A	-	-	-
PROD025A	-	-	-
PROD026	=	=	-

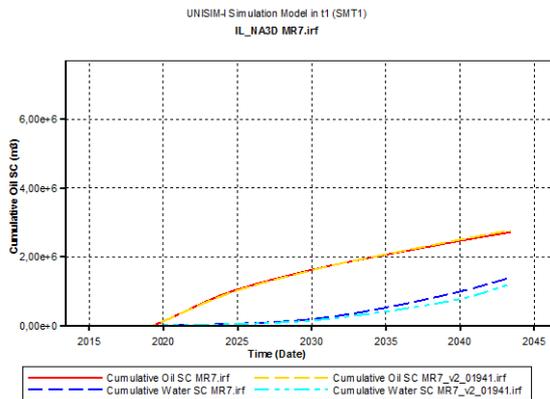
<sup>1</sup> Poço fechou mais cedo  
<sup>2</sup> Poço fechou mais tarde  
<sup>3</sup> Atraso relativamente à opção 0

↓ Decresceu  
↑ Aumentou

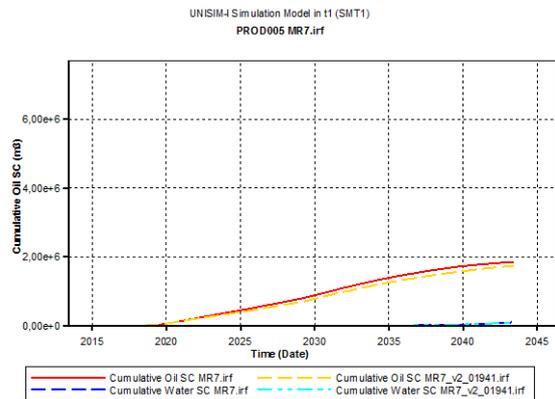
Os poços que tiveram o comportamento esperado neste modelo foram IL\_NA3D, 10. Sendo que o poço 10 mante a produção acumulada de óleo e teve um decréscimo da produção de água, criando o atraso desejado. Já o Poço IL\_NA3D, teve um aumento da produção acumulada de óleo e diminui a produção de água, criando também o atraso desejado. Este atraso pode ser

identificado de duas formas, no início (representado na tabela “\*3”) e no final, representado pela diminuição da produção de água. Os poços que tiveram o pior desempenho são todos aqueles

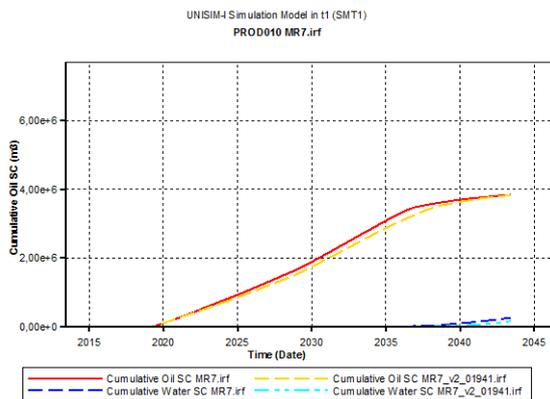
que apresentam decréscimo/mantiveram na produção de óleo e aumentaram na produção de água, mas há três poços que se destacam que são os poços 05, 12 e 14. Estes poços diminuem a produção de óleo e ainda mantêm a sua produção de água. O que seria algo não esperado, pois os poços baixam a produção óleo deveriam baixar a produção de água, isto seria o esperado. Este fato deve-se a serem poços centrais e como tal é um poço que está sujeito a grande variações, a juntar a estes fatos ainda está junto a zona de elevada permeabilidade e porosidade. Como pode ser observado este modelo houve uma elevada perda de produção de óleo e de água, no entanto foi compensado pelos restantes. Os casos exceção, ou seja os poços que permitiram manter a viabilidade deste modelo é perceptível que são os poços estão em áreas influentes pois o IL\_NA3D e o 10 estão numa zona central, sendo que estes beneficiam do fato dos poços vizinhos baixarem a produção e como tal estes são os poços “compensadores” Contudo consegue-se criar um atraso na chegada da água em grande parte, mas isso veio afetar a produção do campo, fazendo com produção total de óleo decresça, no entanto estes poços “compensadores” permitiram que isso não seja notado, como se poderá ver em seguida.



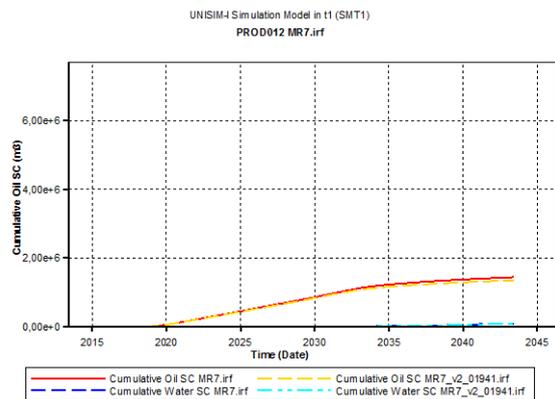
**Figura 137 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL\_NA3D**



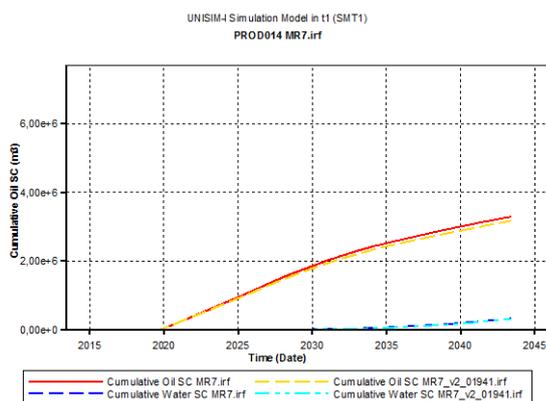
**Figura 138 - Pr.Acum. de óleo e água PROD005**



**Figura 139 - Pr.Acum. de óleo e água PROD10**



**Figura 140 - Pr.Acum. de óleo e água PROD12**



**Figura 141 - Pr.Acum. de óleo e água PROD14**

Como pode ser observado pelos Figura 137 e Figura 139.a retas de produção acumulada de óleo aumentam em comparação com o caso base. O gráfico (Figura 137) é possível observar um aumento do volume produção de óleo, e produção de água diminui sendo o desejável. Contudo a tabela seguinte irá permitir a compreensão se estas alterações foram benéficas na otimização, isto porque caso se observe a Tabela LXXXIII e os gráficos apresentados, existem ainda bastantes poços pequenas variações, as quais iram piorar o valor de VAL mediante o seu comportamento.

**Tabela LXXXIV - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (10 <sup>6</sup> )
<b>MR7-Base</b>	40537	4602,3	14494	69528	644,3
<b>MR7- Iteração 1941</b>	40936	4640,2	18417	74308	656,4
<b>Diferença</b>	+0,98%	+0,82%	+27,07%	+6,43%	+1,8%

Com base na Tabela LXXXIV observa-se que houve um aumento na produção de óleo, no entanto houve um aumento na produção de água e por consequência um aumento da injeção da mesma. Tendo em conta o modelo, o aumento dos poços que produziram, ou seja o mesmo que dizer que conseguiram compensar a perda dos poços que diminuiram a sua produção. No entanto para obter isso foi necessário uma maior injeção, e com isso obteve-se uma maior produção, isto é significado que o varrimento mais bem feito. Certo que este aumento de injeção poderá não ser o suficiente para tornar a otimização viável. Isto é visto através dos valores representados na tabela, ora veja-se o aumento de produção foi de +0,98%, com um aumento de produção de água de +27,07% e na injeção de 6,43% deu um resultado final de VAL de +1,8%.

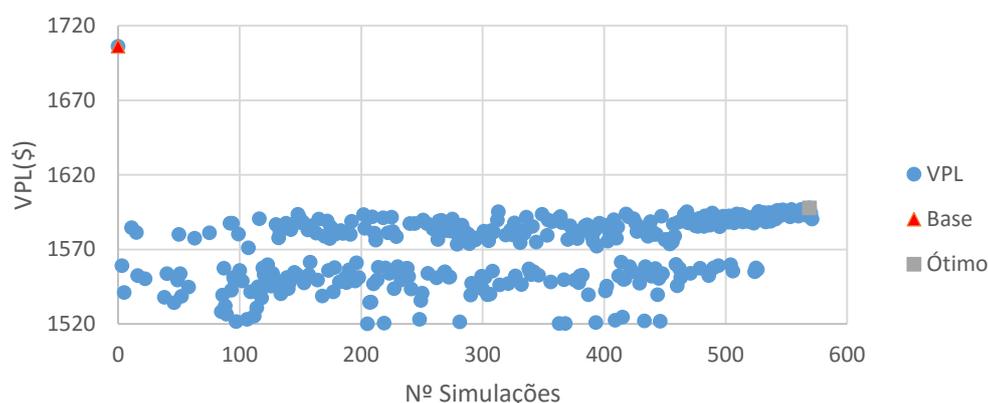
Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois pensando na vida do campo que é de 30 anos, está se a falar de aumento percentual de 0,06 ao ano. Com um aumento tão baixo não é possível justificar uma alteração na estratégia.

.Com estes valores é possível afirmar que o modelo representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda

é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default) é a melhor opção.

## 5.4.8 Modelo Representativo 8 (MR8)

Relativamente ao MR8, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados na Figura 142.



**Figura 142 - Resultados da otimização do MR8 recorrendo ao CMOST**

Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações, sendo que o valor obtido de VAL é menor em comparação com a opção 0. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço. Contudo será apresentada uma tabela a fim de ser feita a análise de todos os poços da forma mais sucinta. Serão apresentados graficamente os poços mais influentes no modelo, quer seja de forma positiva/negativa.

Como é possível observar pela tabela, existem diversos casos, sendo que de modo geral o houve melhoramento, mesmo nível de produção de óleo em alguns caso ter aumentado, e com isso compensando os restantes poços que produziram menos, já no que diz respeito à injeção de água esta diminui o que faz com que os custos de produção diminuam beneficiando assim o lucro final do mesmo.

**Tabela LXXXV - Resumo Comparação Base vs. Otimização**

Poço	Cum. Óleo	Cum. Água	Atraso P.Água <sup>3</sup>
IL_NA1A	↑	↑	Não
IL_NA3D <sup>2</sup>	↑	↑	Sim
PROD005	↑	↑	Não
PROD008 <sup>1</sup>	↓	-	Sim
PROD009	↑	↑	Não
PROD010	↓	↓	Sim
PROD012 <sup>1</sup>	↑	↑	Sim
PROD014	↓	↓	Sim
PROD021	↓	↓	Sim
PROD023A <sup>1</sup>	↓	-	Sim
PROD024A	-	-	-
PROD025A	↓	↓	Sim
PROD026	↓	↓	Sim

<sup>1</sup> Poço fechou mais cedo

<sup>2</sup> Poço fechou mais tarde

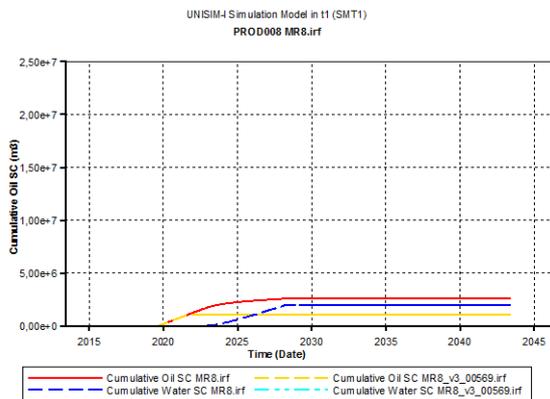
<sup>3</sup> Atraso relativamente à opção 0

↓ Decresceu

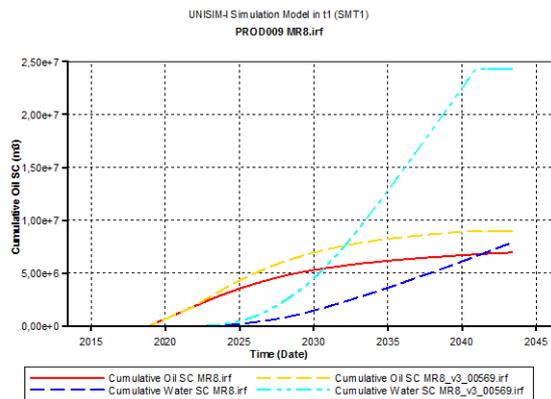
↑ Aumentou

mesmos. Contudo conseguiu-se em alguns poços o objetivo, um atraso da chegada da água.

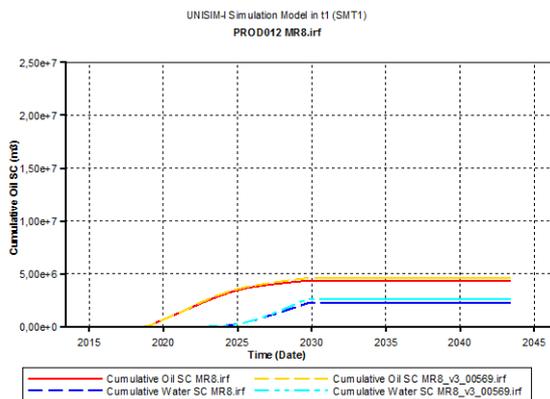
Este atraso pode ser identificado de duas formas, no início (representado na tabela “\*3”) ou no final, representado pela diminuição da produção de água. Neste modelo é possível afirmar que na área central e nas periféricas do mesmo, estas foram beneficiadas pelas injeção de água. Observe-se que os poços que aumentaram a sua produção acumulada de óleo e de água, são o IL\_NA1A, ILNA3D, 12, na área central e o 05 e 09 periféricos. Com isto pode ser afirmado que a injeção teve um varrimento mais efetivo, na área central por ser uma zona de elevada permeabilidade e porosidade. Nas periferias, caso se observe a direção dos injetores, juntamente com permeabilidade e porosidade é possível visualizar que o poço 09 e o 05 são beneficiados por varrimento direcionado aos mesmos. É de ressaltar que o poço 09, ainda têm mais um fator que ajuda a que a sua produção seja mais elevada, que é a questão do poço 08 ter fechado mais cedo, ou seja o poço 09, ficou com mais óleo, ou por outras palavras o poço 09 tinha que compensar a perda causada pelo poço 08 ter fechado. Esta análise poderá ser visualizada em conjunto com os gráficos seguintes apresentados.



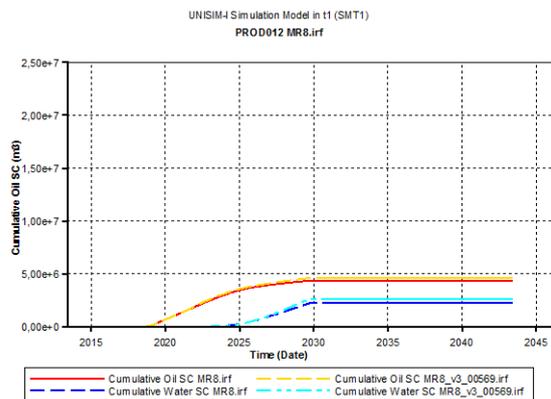
**Figura 143 - Pr.Acum. de óleo e água PROD08**



**Figura 144 - Pr.Acum. de óleo e água PROD09**



**Figura 145 - Pr.Acum. de óleo e água PROD12**



**Figura 146 - Pr.Acum. de óleo e água PROD23**

Como pode ser observado pelos Figura 144 e Figura 145a retas de produção acumulada de óleo aumentam em comparação com o caso base consequentemente as de produção de água também. No Figura 143 é possível observar um aumento do volume produção de óleo, e que a produção de água aumenta bastante não sendo o desejável. Contudo a tabela seguinte irá permitir a compreensão se estas alterações foram benéficas na otimização, isto porque caso se observe a Tabela LXXXV e os gráficos apresentados, existem ainda bastantes

poços com pequenas variações, as quais poderão ter peso no valor de VAL mediante o seu comportamento.

**Tabela LXXXVI - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (10 <sup>6</sup> )
<b>MR8-Base</b>	60458	6910,5	47394	130388	1706,2
<b>MR8- Iteração 569</b>	56787	6481,6	51811	127967	1597,8
<b>Diferença</b>	-6,07%	-6,21%	-9,32%	-1,86%	-6,35%

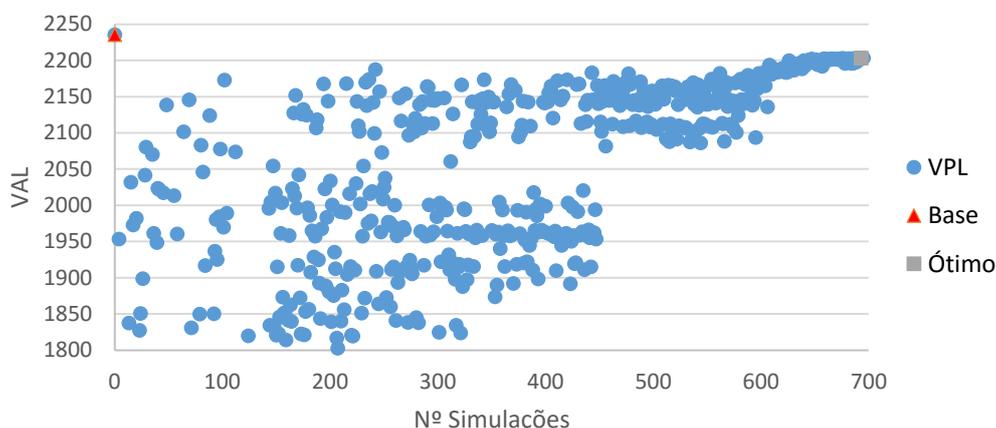
Com base na Tabela LXXXVI, observa-se que houve uma diminuição na produção de óleo, com isso houve também uma Diminuição na produção de água e por consequência uma diminuição da injeção da mesma. Tendo em conta o modelo, o aumento dos poços que produziram mais volume de óleo não conseguiram compensar a perda dos poços que diminuíram a sua produção. No entanto houve uma menor injeção, e com isso obteve-se uma menor produção de água, isto Certo que esta diminuição de injeção poderá não ser o suficiente para tornar a otimização viável. Isto é visto através dos valores uma diminuição de produção de água de -9,32% e na injeção de -1,86% deu um resultado final de VAL de -6,35%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois está sendo perdido valor monetário no projeto, o que não é o objetivo.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default) é a melhor opção.

### 5.4.9 Modelo Representativo 9 (MR9)

Relativamente ao MR9, este modelo apresentou diferenças mínimas entre a otimização realizada no CMOST e o IP (denominado por default, 5.1 Opção 0). Aquando este modelo foi submetido, as simulações realizadas apresentaram os seguintes resultados que podem ser observados na Figura 147.



**Figura 147 - Resultados da otimização do MR9 recorrendo ao CMOST**

Como pode ser observado neste modelo foi necessário recorrer a um número elevado de simulações, sendo que o valor obtido de VAL é menor em comparação com a opção 0. Seguidamente será feita uma análise que irá permitir compreender o funcionamento de cada poço, na qual será apresentada uma tabela a fim de ser feita a análise de todos os poços da forma mais sucinta. Serão apresentados graficamente os poços mais influentes no modelo, quer seja de forma positiva/negativa.

Como é possível observar pela tabela, existem diversos casos, sendo que de modo geral o não houve melhoramento, mesmo nível de produção de óleo em alguns casos ter aumentado, não compensou os restantes poços que produziram menos, já no que diz respeito à injeção de água esta aumentou o que faz com que os custos de produção diminuíssem, não sendo suficiente para aumentar o VAL.

**Tabela LXXXVII - Resumo Comparação Base vs. Otimização**

Poço	Cum. Óleo	Cum. Água	Atraso P.Água <sup>*3</sup>
IL_NA1A <sup>*1</sup>	↑	↓	Sim
IL_NA3D	↑	=	Não
PROD005	↑	↑	Não
PROD008	↓	↓	Sim
PROD009 <sup>†</sup>	↑	↑	Não
PROD010 <sup>†</sup>	↓	-	-
PROD012 <sup>*2</sup>	↑	↑	Sim
PROD014 <sup>*4</sup>	=	↓	Sim
PROD021 <sup>*2</sup>	↑	↓	Sim
PROD023A <sup>*4</sup>	↑	-	-
PROD024A	-	-	-
PROD025A	=	=	-
PROD026	↑	↑	Não

\*1 Poço fechou mais cedo

\*2 Poço fechou mais tarde

\*3 Atraso relativamente à opção 0

\*4 Fechava anteriormente e agora não fecha

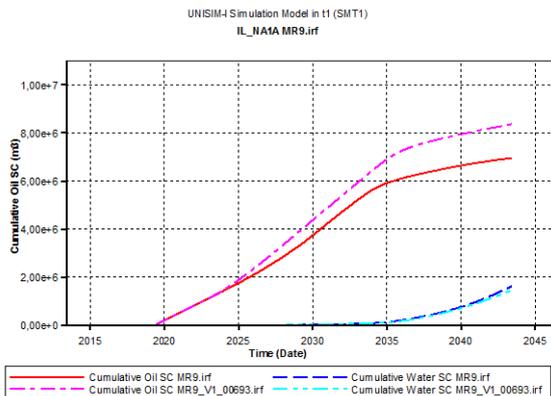
↓ Decresceu

↑ Aumentou

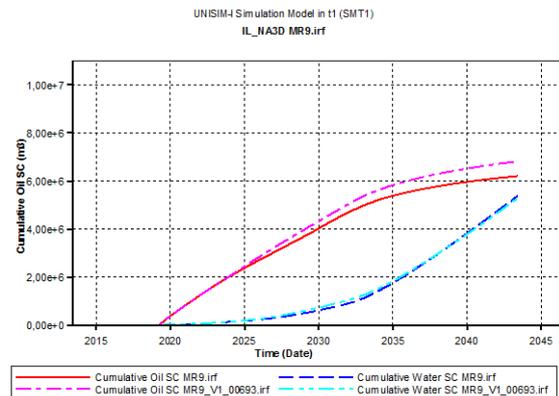
Os poços que tiveram o comportamento semelhante ao esperado neste modelo foram IL\_NA1A e 21 pois aumentaram a produção acumulada de óleo e diminuíram a produção de água, e tiveram o atraso desejado. Este atraso pode ser identificado de duas formas, no início (representado na tabela “\*3”) e no final, representado pela diminuição da produção de água. Nestes modelos ainda há a destacar alguns poços que apresentam um desempenho mediano, são os IL\_NA3D, e 23A. Estes

poços permitem um aumento na produção de óleo sendo que a produção de água se mantém, sendo por isso classificados de medianos. No entanto há um poço pertencente a esta classificação, que têm um comportamento diferente, mantém a sua produção de óleo, no entanto baixa a sua produção de água, e cria o atraso desejado, sendo ele o poço 14. O poço que teve o pior desempenho foi aquele que apresentou decréscimo óleo e manteve a sua produção de água, que foi o poço 10. Em suma neste modelo como pode ser visto pela análise da tabela grande parte dos poços ou atrasaram a sua chegada de água ou mantiveram-na, sendo que grande parte destes para tal acontecimento ter sucedido houve uma diminuição de produção de água.

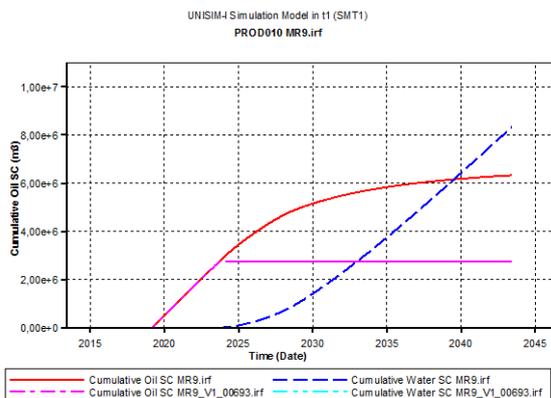
Como pode ser observado os melhoramentos conseguidos em alguns poços deve-se ao fato de estes estarem em zonas críticas, e por sua vez de fácil alteração. Observe-se que os poços IL\_NA1A esta localizado numa área central, o que faz com que através de um pequeno ajuste crie uma melhora significativa. E têm a seu favor o poço 10 ter fechado mais cedo, sendo esta uma das particularidades de este poço ter produzido mais óleo. Já nos poços IL\_NA3D e 23A bem como o 14, este beneficiam também, de alguns poços vizinhos terem fechado mais cedo, e ainda por estarem em zonas periféricas, permitiu-lhe usufruir de um melhor varrimento. Este varrimento é causado pela água que não é produzida por poços que fecharam mais cedo, a qual será deslocada para outras áreas, criando esse melhor varrimento. Estas análises poderão ser confirmadas com a análise conjunta da Tabela e com os seguintes gráficos.



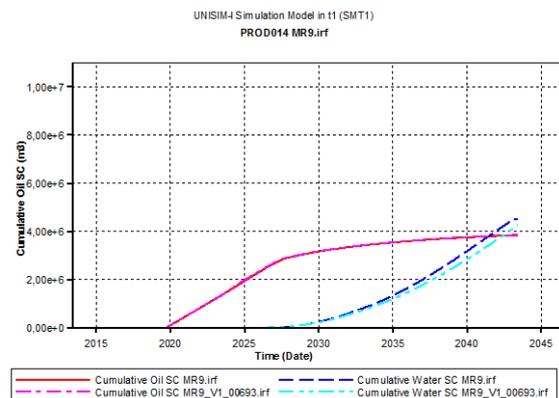
**Figura 148 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL\_NA1A**



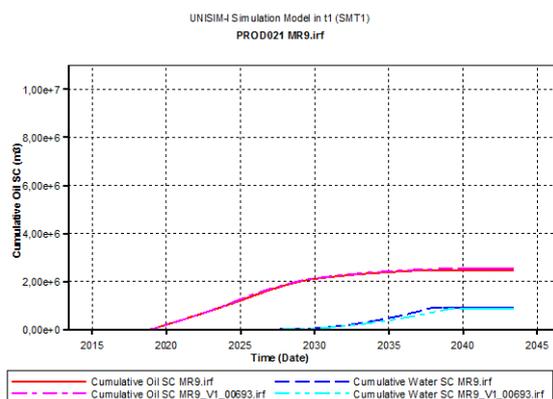
**Figura 149 - Pr.Acum. de óleo e água PROD IL\_NA3D**



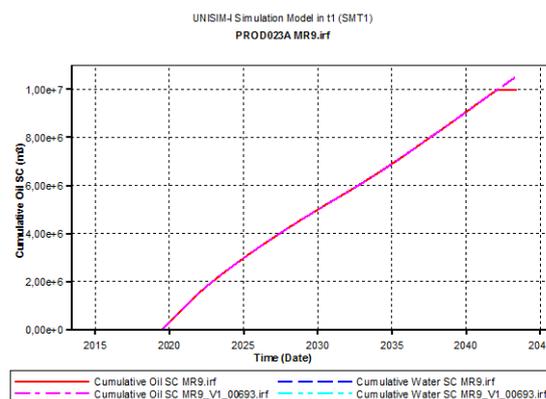
**Figura 150 - Pr.Acum. de óleo e água PROD010**



**Figura 151 - Pr.Acum. de óleo e água PROD014**



**Figura 152 -Pr.Acum. de óleo e água  
PROD21**



**Figura 153 - Pr.Acum. de óleo e água  
PROD23**

Como pode ser observado pelas Figura 148 e Figura 149, as retas de produção acumulada de óleo aumentam em comparação com o caso base. O Figura 151 é possível observar um aumento do volume produção de óleo, e produção de água diminuindo criando o atraso desejável. No entanto a Figura 153, é possível visualizar que a produção do poço 023 aumenta, sendo o tempo de vida do poço aumenta. Ao invés a Figura 150, é possível visualizar que o poço 10 termina o seu tempo de produção muito mais cedo em comparação com o caso base (opção 0). Contudo a tabela seguinte irá permitir a compreensão se estas alterações foram benéficas na otimização, isto porque caso se observe a Tabela LXXXVII para além dos referidos, existem ainda bastantes poços pequenas variações, as quais iram melhorar ou piorar consoante o seu comportamento.

**Tabela LXXXVIII - Comparação de Valores acumulados entre opção 0 vs. opção 3**

	Óleo (MSM3)	Gás (MMSM3)	Água Prod. (MSM3)	Água Inj. (MSM3)	VAL (\$) (10 <sup>6</sup> )
<b>MR9-Base</b>	72225	8153.5	34362	130086	2235.3
<b>MR9- Iteração 1517</b>	72066	8136.3	28671	125248	2203.2
<b>Diferença</b>	-0,22%	-0.21%	-16,56%	-3.72%	-1.44%

Com base na Tabela LXXXVIII, observa-se que uma diminuição na produção de óleo, no entanto também houve uma diminuição na produção de água e por consequência uma diminuição da injeção da mesma. Tendo em conta o modelo, a diminuição de óleo sucedeu-se devido ao fato de uma parte dos poços terem diminuído a sua produção. Sendo uma consequência a diminuição quer da produção quer da injeção de água. É possível de observar a diminuição de produção de óleo dando um decréscimo percentual de +0,22%. Sendo que para tal a produção de água diminui -16,56% já a injeção 3,72% respetivamente. Esta diminuição não permitindo um melhoramento, sendo que é observado decréscimo do VAL, cerca de 1,44%.

Com este valor de VAL, não se torna significativa a alteração da estratégia, pois está sendo perdido valor monetário no projeto, o que não é o objetivo.

Com estes valores é possível afirmar que o modelo Representativo é um modelo robusto bem como a sua estratégia está otimizada, sendo que pode ser constatado através das decisões

tomadas nas variáveis de controlo, as quais não afetaram as variáveis de projeto. Com isto ainda é possível validar as variáveis de projeto, isto é o mesmo que dizer que o modelo da opção 0 (IP - default) é a melhor opção.

## Capítulo 6 - Conclusão

### 6.1 Conclusões

Nesta seção são apresentadas as conclusões, tal como as causas de alguns resultados não serem os expectáveis.

Relativamente aos nove modelos representativos estudados, os resultados são semelhantes para as diversas opções do simulador das variáveis de controlo (Grupo 2), podendo afirmar-se que:

- A opção default (IP) é adequada, pois as diferenças ao nível de resultados foram mínimas;
- Assegura que as variáveis de projeto (Grupo 1) estão bem otimizadas, validando assim a estratégia utilizada, nos vários modelos;
- O Grupo 2 não influencia de forma significativa o Grupo 1, mesmo com os várias incertezas associadas;
- Não houve diferenças entre os testes e a opção default (IP), mesmo em casos em que a produção de líquidos está limitada.
- Os valores calculados para a variável de corte de água estão bem calibrados, ou seja o mesmo que dizer que as diferenças observadas não significam a alteração da estratégia.

Estes resultados, para além das conclusões acima referidas, também poderão ser justificados pelo baixo valor de produção de óleo dado ao campo tendo em conta o número elevado de poços.

Estas duas razões prejudicam o funcionamento da função INGUIDE, pois não permitem que a função uma margem de manobra muito grande no que diz respeito aos este feitos. Ora observe-se com o valor de máximo de produção de óleo é 16275 m<sup>3</sup>/dia, com 15 poços produtores, vai dar ao simulador uma margem muito aquém do limite máximo dos poços, ou seja, estes não vão produzir o seu máximo.

Estas duas razões ainda prejudicam o funcionamento do controlo reativo e proativo, tendo em conta que limitam bastante o campo. No entanto para tentar sobrepor esta limitação, no reativo utilizou-se o máximo de corte de água como limite para a otimização, para cada poço sendo infortunado, pois como se pode verificar não foi permitiu um aumento de VAL significativo (valores obtidos abaixo de 5%)

.O mesmo foi feito para o proactivo, sendo que a limitação neste era no valor mínimo de pressão no fundo do poço (BHP) para cada poço tendo-se verificado infortunado, pois não foi verificado um aumento de VAL significativo .Mesmo com este método proativo não foi possível, obter avanços de chegada da água que beneficiassem o campo, aquando os poços vizinhos

recuperavam o óleo perdido. Sendo de ressaltar que nestes modelos, para tal acontecer em grande parte a sua produção de água aumentava consideravelmente, não sendo o desejado, pois prejudicava o valor final de VAL.

Em suma, a estratégia utilizada nestes modelos está validada, sendo este um dos principais objetivos propostos.

### 6.3 Sugestões para trabalhos futuros

Sugestões para trabalhos futuros passaria por utilizar a mesma metodologia, em outros casos de estudo. Deste modo variando o número de poços, a área do reservatório, bem como as condições petrofísicas, assim poderia ser atingido e demonstrado o objetivo do trabalho.

Por outro lado outra das sugestões poderia passar por utilizar outros métodos de otimização, criando a comparação entre os vários métodos, criando desta forma assim uma analogia entre os vários métodos.

Por último a última sugestão seria utilizar a mesma metodologia com outros simuladores, conseguindo assim uma comparação entre simuladores com os mesmos métodos, conseguindo assim validar a metodologia em diferentes plataformas.

## Bibliografia

- [1] Aitokhuehi, I. (2004). Real-time Optimization of Smart Wells. *Dissertação de Mestrado*.
- [2] Aitokhuehi, I., & Durlofsky, L. J. (2005). Optimizing the Performance of Smart Wells in Complex Reservoirs Using Continuously Updated Geological Models. *Petroleum & Engineering*.
- [3] Alghareeb, Z. M., Horne, R. N., Yuen, B. B., & Shenawi, S. H. (n.d.). Proactive Optimization of Oil recovery in multilateral Wells using Real time Production Data.
- [4] Almeida, L. F. (2003). *Otimização de Alternativas para Desenvolvimento de campo de Petróleo*. Rio de Janeiro: DEE-PUC/RJ, Dissertação de Mestrado.
- [5] Andrade Filho, A. C. (1994). Optimal Scheduling of development in an Oil Field. *Dissertação de Mestrado - Petroleum Engineering Department, Stanford University*.
- [6] Archer, J. S., & Wall, C. G. (1986). *Petroleum Engineering Principles and Practice*. Graham & Torman Ltd.
- [7] Barreto, C. E. (2009, Julho). Estudo de Caso sobre Corte de Água Ótimo. *UNISIM ONLINE*, p. 2.
- [8] Brouwer, D. R., & Jansen, J. D. (29-31 de Outubro 2002). Dynamic Optimization of Water Flooding with Smarts Well Technology. *SPE European Petroleum Conference*. Aberdeen, UK: SPE papers nº78278.
- [9] Brouwer, D. R., Jansen, J. D., Van Der Starre, S., Van Krujisdijk, C. P., & Berentsen, C. (21-22 Maio 2002). Recovery Increase Through Water Flooding with Smart Well. In SPE (Ed.), *SPE European Formation Damage Conference*. The Hague, Holanda: SPE Nº68979.
- [10] Dolle, N., Brouwer, D. R., & Jansen, J. D. (23-28 Junho 2002). Dynamic Optimization of Water Flooding with Multiple Injectors and Producers using Optimal Control Theory. *XV International Conference on Computational Methods in Water Resources*. Delf, Nederland.
- [11] Ebadi, F., & Davies, D. R. (2006). Should "proactive" or "Reactive" Control Be Chosen For Intelligent well Management? *SPE intelligent Energy Conference and Exhibition*. Amesterdão: Holanda.
- [12] Ebadi, F., & Davies, D. R. (2006). Techniques for Optimum Placement of interval Control Valve in an Intelligent Well. *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Viena, Austria: SPE n. 100191.
- [13] Fang, W. Y., & Lo, K. K. (Maio 1996). A Generalized Well Management Scheme for Reservoir Simulation. *SPE Reservoir Engineering*, (p. SPE 29124). EUA.
- [14] Gai, H. (27 Fevereiro - 1 Março). Downhole Flow Control Optimization in World's 1st Extended Reach Multilateral Well at Wytch Farm. *SPE/IACD Drilling Conference* (p. SPE Nº67728). Amsterdam, Nederland: SPE.

- [15]Gaspar, A., Barreto, C., Muñoz Mazo, E., & Schiozer, D. (2014). Application of Assisted Optimization to Aid Oil Exploitation Strategy Selection for Offshore Fields. Maraciabo, Venezuela: SPE LAPEC.
- [16]Glover, F. (1989). Tabu Search - Part I. *ORSA Journal on Computing*, 190-206.
- [17]Glover, F. (1990). Tabu Search - Part II. *ORSA Journal on Computing*, 4-32.
- [18]Glover, F., & Laguna, M. (1997). Tabu Search.
- [19]Guimarães, M. S. (2005). Metodologia para Otimização de Estratégias de Drenagem para Campos de Petróleo em Produção. *Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas*. Campinas.
- [20]Hamer, D., & Freeman, A. (Maio 1999). The Business Case for Multilateral Wells. *Petroleum Engineering International*.
- [21]Haugen, E. D., Holmes, J. A., & Selvig, A. (12-15 Fevereiro 1995). Simultion of Independet Reservoirs Coupled By global Production and Injection Constraints. *13<sup>o</sup> Reservoir Simulation Symposium*, (p. SPE 29106). San Antonio, Texas, EUA.
- [22]Khargoria, A., Zhang, F., Li, R., & Jalali, Y. (29-31 October 2002). Application of Distributed Electrical Measurements and Inlfow Control in Horizontal Wells under Bottom-Water Drive. *SPE European Petroleum Conference*. Aberdeen, UK: SPE, 78275.
- [23]Lima, G. C., Ravagnani, A. G., Pinto, M. S., & Schiozer, D. J. (1-3 Dezembro 2010). The Value of Flexibility to Expand production Capacity for Oil Projetcs: Is it Really Important in Practice? *SPE Latin American & CARibbean Petroleum Engineering Conference*, (p. SPE 139338). Lima, Peru.
- [24]Magalhães, T. B. (2005). Influência de Restrições Operacionais na Definição de Estratégias de Produção. *Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Capinas*. Campinas.
- [25]Mezzomo, C. C. (2001). Otimização de estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo. *Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas*. Campinas.
- [26]Mezzomo, C. C., & Schiozer, D. J. (2002). Field Development Planning Optimization Using Reservoir Simulation . *Second Meeting on Reservoir Simulation* . Buenos Aires, Argentina .
- [27]Muthy, C. R., & Al-Haddad, A. (5-8 Abril 2003). Integrated Development Approach for a Mature Oil . *SPE 13th Middle East Oil Show & Conference* . Bahrain : SPE.
- [28]Nakajima, L. (2003). Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo. *Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas*. Campinas.
- [29]Nystad, A. N. (1985, Março 14-15). Reservoir Economic Optimization. In SPE (Ed.), *SPE Hydrocarbon Economics Evaluation Symposium*. Dallas, Texas, USA.
- [30]Poel, R., & Jansen, J. D. (2004). Probabilistic Analysis of the Value of a Smart Well for Sequential Production of a Stacked Reservoir. *Petroleum Science & Engineering n.44*.

- [31]Rebeschini, J., Garcia, A., Lima, A., Purwar, S., Carbone, L., Diniz, M., & Herdeiro, M. A. (1-3 Dezembro 2010). Integrated Optimization Systems for Short-Term Operations Analysis. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Lima, Peru.
- [32]Robinson, C. E. (9-12 Setembro). Overcoming the Challenges Associated with the Life-cycle Management of Multilateral Wells: Asseing Moves Towards the Inteligent Completion. *Offshore European Conference* . Aberdeen, UK: SPE n.38497.
- [33]Sarma, P., Aziz, K., & Durlofsky, L. J. (2004). Implementation Of Adjoint Solution for Optimal Control of Smart Wells. *SPE Reservoir Simulation Simulation Symposium*. Houston, Texas, USA.
- [34]Schiozer, D. (2013, Setembro). Seleção de Estratégio de Exploração de Campo de Petróleo com Simulação; Alguns Conceitos. (F. E.-C. Petróleo, Ed.) *UNISIM ON-LINE*.
- [35]Sharma, A. K., Chorn, L. G., Han, J., & Rajagopalan, S. (2002). Quantifying Value Creation From Intelligent Completion Technology Implementation. *13th European Petroleum Conference*. Aberdden, UK: SPE n.78277.
- [36]Silva , J. Q. (2008). Uso de Poços Inteligentes em Desenvolvimento de Campos de Petróleo sob Incertezas. *Dissertação*. Campinas, Brasil: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, UNICAMP.
- [37]Sousa, S. H., Madeira , M. G., Carvalho, C. P., & Pessoa , T. (13-16 Setembro 2010). An Optimized Full-Field Waterflood Development Workflow. *Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute IBP. Rio Oil & Gas Expo and Conference* . Rio Janeiro .
- [38]Sudaryano,, B., & Yortsos, Y. C. (2000). *Optimization of Fluid Front Dynamics in Poursous Media Using Rate Control*. Equal Mobility Fluids. Physics of Fluids .
- [39]Valvatne, P. H. (2003). Efficient Modeling Nonconvencional Wells with Downhole onflow Control Devices. *Petroleum Science & Engineering*.
- [40]Veneruso, A. F., Hiron, S., Bhavsar , R., & Bernard , L. (1-4 Outubro 2000). Reblity Qualification Testing for Permanently instaled WellBore Equipment. *Annual Technical Conference and Exhibition* . Dallas, Texas, USA: SPE n.62955.
- [41]Yeten , B., & Jalali, Y. (17-20 Março). Effectiveness of Intelligent Completions in a Multiwell Development Context. *Middle East Oil Show*. Bahrain: SPE n.68077.
- [42]Yeten , B., Durlofky, L., & Aziz , K. (2002). *Optimization of Smart Wells Control*. SPE n. 79031.
- [43]Yeten, B. (2003). *Optimum Deployment of NonConvencional Wells*. Stanford: PhD Thesis.
- [44]Yeten, B., Brouwer, D. R., Durlofsky , L. J., & Aziz, K. (2004). Decision Analysis Under Uncertainty For Smart Well Deployment. *Petroleum Science & Engineering* .



# Anexos

# Dedução do WCUT<sub>lim</sub>

$$WCUT_{lim}^i = f(FCL_i, \theta) \quad (1)$$

Onde:

WCUT<sub>lim</sub><sup>i</sup> – corte de água limite económico do poço i;

FCL<sub>i</sub> – fluxo de caixa líquido do poço i(\$);

Θ – função que depende da divisão dos custos indiretamente ligados à produção;

FCL<sub>i</sub>, calcula-se da seguinte forma:

$$FCL_i = P_o * Q_o - C_{oi} * Q_o - C_{ai} * Q_{ai} - \theta \quad (2)$$

Onde:

P<sub>o</sub> – preço do óleo por volume (\$/L<sup>3</sup>);

C<sub>oi</sub> – custo da produção de óleo simplificado

C<sub>ai</sub> – custo da água produzida por volume do poço (\$/L<sup>3</sup>);

Q<sub>oi</sub> – Vazão de óleo do poço (L<sup>3</sup>/T);

Q<sub>ai</sub> – Vazão de água do poço (L<sup>3</sup>/T);

Θ – Custos indiretos em determinado período de tempo (\$/T).

Existindo uma relação entre a vazão de injeção e a produção de líquidos de um campo, pode-se então escrever a seguinte equação:

$$Q_{inj} = n * (Q_o + Q_a) \quad (3)$$

Onde:

Q<sub>inj</sub> – vazão de injeção total do campo (L<sup>3</sup>/T);

Q<sub>o</sub> – vazão de óleo total do campo (L<sup>3</sup>/T);

Q<sub>a</sub> – vazão de água total do campo (L<sup>3</sup>/T);

n – razão entre a injeção e a produção de líquidos.

Dividindo o custo total de injeção entre os produtores, através de uma ponderação pela vazão de líquidos de cada produtor, tem-se:

$$\theta = C_{inj} * Q_{inj} * \frac{(Q_{oi} + Q_{ai})}{Q_o + Q_a} \quad (4)$$

Onde

$C_{inj}$  – custo de água injetada por volume produzido no campo ( $\$/L^3$ );

Juntando (3) com (4), pode ser observado o seguinte:

$$\theta = C_{inj} * n * (Q_{oi} + Q_{ai}) \quad (5)$$

Juntando (5) e (2), pode afirmar:

$$FCL_i = (P_o - C_{oi}) * Q_{oi} - C_{ai} * Q_{ai} - C_{inj} * n * (Q_{ai} + Q_{oi}) \quad (6)$$

O corte de água pode ser calculado da seguinte forma:

$$WCUT_{lim}^i = \frac{Q_{ai}}{(Q_{oi} + Q_{ai})} \quad (7)$$

Isolando a vazão de óleo da (6), sendo que o  $FCL_i$ , igual a zero e substituindo em (7), o corte de água limite para o fluxo de caixa seria o seguinte:

$$WCUT_{lim}^i = \frac{(P_o - C_{oi} - n * C_{inj})}{P_o - C_{oi} + C_{ai}}$$