



## AVALIAÇÃO DE MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO PARA CAMPOS MARÍTIMOS NO BRASIL: O CASO DA BACIA DE CAMPOS

Victor Marchesini Ferreira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo  
Paulo Couto

Rio de Janeiro  
Março de 2016

**AVALIAÇÃO DE MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO  
PARA CAMPOS MARÍTIMOS NO BRASIL: O CASO DA BACIA DE CAMPOS**

Victor Marchesini Ferreira

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA  
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE  
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE  
EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.**

Examinada por:

---

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

---

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

---

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

---

Dr. Marcos Vitor Barbosa Machado, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2016

Ferreira, Victor Marchesini

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

XIX, 183 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Paulo Couto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 155-171.

1. Métodos de recuperação melhorada. 2. Bacia de Campos. 3. Injeção de polímeros. 4. Injeção de água com baixa salinidade. I. Szklo, Alexandre Salem. *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

*“Em 1938, Monteiro Lobato escreveu o livro ‘Poço do Visconde’, que não apenas dá aulas sobre a geologia do petróleo como põe a turma da dona benta para lutar pelo petróleo no sítio do Pica-Pau Amarelo. E ali já aparece a briga entre a turma nacional do petróleo e as multinacionais. Aquele livro a minha geração leu e foi pra rua defender o petróleo. Monteiro Lobato dialogava com gente que dizia que o país não tinha capacidade para gerir uma empresa de petróleo... A Petrobras nasceu da imensa afirmação nacional de termos um futuro.”*

*Carlos Lessa*

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar gostaria de agradecer aos companheiros e companheiras da Petrobrás, de hoje e “de ontem”. Lá se vão mais de 60 anos de história de uma estatal formada pelo trabalho de milhares de brasileiros e brasileiras, e que tem em seu DNA uma marca de luta do povo brasileiro contra interesses golpistas e entreguistas. Uma história que incomoda as multinacionais interessadas em se apropriar dos nossos recursos naturais e do nosso trabalho, que acham que os países periféricos não podem ser soberanos e não devem desenvolver tecnologias de ponta.

Mais especificamente em relação aos colegas de hoje, um agradecimento especial a Luciana, por todo apoio e incentivo desde os primeiros momentos, e também ao Marcos Vitor, pela ajuda com as questões mais técnicas, incluindo as diversas correções e sugestões de revisão após a banca. Aos demais colegas, agradeço pelo constante aprendizado, pela troca de experiências e por cobrirem os períodos que estive ausente.

Também quero agradecer muito aos professores Alexandre Szklo e Paulo Couto, pela orientação atenciosa, exigente e precisa, bem como pela compreensão que tiveram em relação às dificuldades que tive. Também aos colegas do PPE, pela convivência, troca de experiências e pelas boas festas, em terra e no mar.

Aos familiares e amigos, um agradecimento pelo carinho e incentivo de sempre. Em especial a meus pais, Bado e Sandra, por sempre terem me incentivado a estudar, de forma muito leve e prazerosa. A meu irmão, Igor, pelos bons conselhos principalmente nos períodos mais críticos, sempre com muita atenção e sabedoria.

Por fim, um agradecimento muito especial a Joana, minha amada companheira com quem compartilho os mais íntimos sonhos, angústias, medos e desejos. Espero poder retribuir todo amor, cuidado e incentivo que recebi de você para conseguir concluir essa dissertação. Pelo menos terei essa chance muito em breve, porque agora é você quem vai começar a escrever! Seguiremos, junto com a nossa pequena Iara, lutando e comprovando que o novo sempre vem.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

**AVALIAÇÃO DE MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO  
PARA CAMPOS MARÍTIMOS NO BRASIL: O CASO DA BACIA DE CAMPOS**

Victor Marchesini Ferreira

Março/2016

Orientadores: Alexandre Salem Szklo  
Paulo Couto

Programa: Planejamento Energético

A Bacia de Campos, região com maior produção de petróleo no Brasil em 2015, possui a maior parte de sua produção associada a campos maduros, com produção de óleo em declínio. Considerando esse cenário, o objetivo do presente estudo foi avaliar a aplicação de tecnologias de recuperação melhorada para os campos maduros da Bacia de Campos. Esta avaliação se restringiu aos aspectos técnicos, sem envolver análises econômicas. Foram selecionadas duas tecnologias, a injeção de polímeros e a injeção de água com baixa salinidade, levando em consideração critérios de seleção para campos marítimos e as características dos principais reservatórios da BC. Foi realizado um estudo de caso com um modelo representativo de reservatórios da Bacia de Campos, com o objetivo de estimar o potencial técnico de incremento na recuperação do óleo, além de identificar os principais parâmetros, incertezas e riscos associados a cada tecnologia. Foram obtidas curvas de vazão de óleo adicional e fração recuperada adicional para as duas tecnologias, variando parâmetros como tempo de início da recuperação melhorada, tamanho do banco injetado, concentração do polímero e salinidade da água injetada. Por fim, foi realizada uma avaliação de como o atual arcabouço institucional brasileiro trata a questão da recuperação melhorada, e foram propostas algumas medidas para promover essas atividades.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

EVALUATION OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS FOR BRAZILIAN  
OFFSHORE FIELDS: THE CAMPOS BASIN CASE

Victor Marchesini Ferreira

March/2016

Advisors: Alexandre Salem Szklo  
Paulo Couto

Department: Energy Planning

The Campos Basin, the largest oil producer region in Brazil at 2015, has most of its production associated with mature fields, with a declining oil production. Considering this scenario, the objective of this study was to evaluate EOR technologies for Campos Basin's mature fields. These evaluations were restricted to technical aspects, without economic analysis. Two technologies were selected, polymer flooding and low salinity water, taking into account screening criteria for offshore fields and the main BC reservoirs characteristics. A simulation case study was implemented using a representative model of Campos Basin's reservoirs, aiming to estimate the incremental oil recovery technical potential, besides to identify the main parameters, uncertainties and risks associated to each technology. Additional oil rates and additional recovered fraction curves were obtained for the two technologies, varying parameters such as the EOR start date, bank size, polymer concentration and injected water salinity. At last, the Brazilian institutional framework related to the EOR was evaluated, and some government measures to promote those activities were proposed.

## *Sumário*

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>xii</b>
<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>xvii</b>
<b>SIGLAS .....</b>	<b>xix</b>
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<i>1.1 OBJETIVO .....</i>	5
1.1.1 Objetivo Geral .....	5
1.1.2 Objetivos Específicos.....	5
<i>1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....</i>	6
<b>2 CARACTERÍSTICAS E HISTÓRICO DE PRODUÇÃO NA BACIA DE CAMPOS.....</b>	<b>8</b>
<i>2.1 DESCRIÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DA BACIA DE CAMPOS.....</i>	8
2.1.1 Reservatórios Pré-Sal .....	13
2.1.2 Reservatórios Pós-Sal.....	15
2.1.3 Características dos Fluidos.....	17
<i>2.2 HISTÓRICO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO EM CAMPOS MARÍTIMOS NO BRASIL: DO LITORAL NORDESTINO À BACIA DE CAMPOS.....</i>	19
<i>2.3 SITUAÇÃO ATUAL DA PRODUÇÃO NA BACIA DE CAMPOS.....</i>	28
<b>3 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO .....</b>	<b>40</b>
<i>3.1 SITUAÇÃO DA RECUPERAÇÃO MELHORADA NO MUNDO .....</i>	40
3.1.1 Métodos Térmicos.....	42
3.1.2 Injeção Miscível de Gases.....	43
3.1.3 Métodos Químicos .....	45

3.1.4 Injeção de Água com Baixa Salinidade.....	46
3.1.5 Outros Métodos .....	46
<b>3.2 RECUPERAÇÃO MELHORADA EM CAMPOS MARÍTIMOS.....</b>	<b>47</b>
3.2.1 Projetos de Injeção Miscível de GN.....	51
3.2.2 Projetos de Injeção Miscível de CO <sub>2</sub> .....	52
3.2.3 Projetos de Injeção de Polímeros .....	53
3.2.4 Projetos de Injeção de Água com Baixa Salinidade.....	55
3.2.5 Outros Projetos.....	56
<b>3.3 SELEÇÃO DE TECNOLOGIAS PARA A BACIA DE CAMPOS.....</b>	<b>56</b>
3.3.1 Injeção Miscível de GN.....	58
3.3.2 Injeção Miscível de CO <sub>2</sub> .....	60
3.3.3 Injeção de Polímeros .....	63
3.3.4 Injeção de Água com Baixa Salinidade.....	66
<b>4 DESCRIÇÃO DAS TECNOLOGIAS SELECIONADAS.....</b>	<b>68</b>
<b>4.1 ESCOAMENTO BIFÁSICO EM MEIOS POROSOS.....</b>	<b>68</b>
4.1.1 Porosidade .....	68
4.1.2 Saturações.....	68
4.1.3 Permeabilidade .....	69
4.1.4 Permeabilidade relativa .....	70
4.1.5 Eficiência de Varrido e Eficiência de Deslocamento.....	71
4.1.6 Razão de Mobilidade.....	72
4.1.7 Molhabilidade.....	72
<b>4.2 INJEÇÃO DE POLÍMERO.....</b>	<b>73</b>
4.2.1 Tipos de Polímeros.....	74
4.2.2 Viscosidade .....	75

4.2.3 Estabilidade .....	77
4.2.4 Retenção no meio poroso .....	78
4.2.5 Redução na permeabilidade .....	80
4.2.6 Aumento da eficiência de deslocamento .....	81
4.2.7 Volume poroso inacessível .....	83
4.2.8 Quantidade injetada.....	83
<b>4.3 INJEÇÃO DE ÁGUA COM BAIXA SALINIDADE.....</b>	<b>84</b>
4.3.1 Efeitos observados da injeção de baixa salinidade .....	85
4.3.2 Migração de finos e redução de permeabilidade .....	87
4.3.3 Troca Iônica de Múltiplos Componentes.....	88
4.3.4 Alteração no pH .....	89
<b>5 ESTUDO DE CASO: SIMULAÇÕES NUMÉRICAS .....</b>	<b>90</b>
5.1 SIMULAÇÕES NUMÉRICAS COM O ECLIPSE 100.....	90
5.2 GEOMETRIA, PROPRIEDADES DE ROCHA, PRESSÕES E CONTATOS INICIAIS DOS MODELOS.....	92
5.3 PROPRIEDADES DE FLUIDOS .....	96
5.4 MODELAGEM DA ÁGUA COM BAIXA SALINIDADE.....	97
5.5 MODELAGEM DA INJEÇÃO DE POLÍMERO.....	100
5.6 ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO E INJEÇÃO .....	103
5.7 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES NUMÉRICAS .....	105
5.7.1 Injeção de água de baixa salinidade – Modelo Sintético .....	106
5.7.2 Injeção de água de baixa salinidade – Modelo BC .....	112
5.7.3 Injeção de polímeros – Modelo Sintético.....	118
5.7.4 Injeção de polímeros – Modelo BC.....	125
5.8 DISCUSSÃO SOBRE OS RESULTADOS.....	131

5.8.1 Injeção de água com baixa salinidade.....	131
5.8.2 Injeção de polímeros .....	134
<b>6 AVALIAÇÃO DAS ATIVIDADES DE EOR SOB A ÓTICA DO PLANEJAMENTO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA.....</b>	<b>137</b>
<i>6.1 LEGISLAÇÃO, RESOLUÇÕES E INVESTIMENTOS RELACIONADOS À RECUPERAÇÃO MELHORADA .....</i>	<i>137</i>
<i>6.2 RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES .....</i>	<i>141</i>
<i>6.3 POLÍTICAS ASSOCIADAS AO EOR EM OUTROS PAÍSES.....</i>	<i>142</i>
6.3.1 Estados Unidos .....	142
6.3.2 China .....	144
6.3.3 Canadá.....	145
6.3.4 Noruega e Reino Unido.....	145
<i>6.4 DISCUSSÃO E PROPOSTAS PARA PROMOVER A RECUPERAÇÃO MELHORADA NO BRASIL.....</i>	<i>146</i>
<b>7 CONCLUSÕES, LIMITAÇÕES E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>148</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>155</b>
<b>APÊNDICE A – DESCRIÇÃO DO SIMULADOR ECLIPSE 100 .....</b>	<b>172</b>
<b>APÊNDICE B – CÓDIGO DAS SIMULAÇÕES NO ECLIPSE 100 – MODELO SINTÉTICO.....</b>	<b>175</b>
<b>APÊNDICE C – PROPRIEDADES DE FLUIDO UTILIZADAS PARA A MODELAGEM BLACK OIL .....</b>	<b>182</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa de localização para 41 campos da BC.....	9
Figura 2 – Seção geosísmica na Bacia de Campos.....	11
Figura 3 – Diagrama estratigráfico da Bacia de Campos. ....	12
Figura 4 – Tendências exploratórias adicionais para carbonatos do pré-sal na Bacia de Campos.....	14
Figura 5 – Localização da província do pré-sal.....	23
Figura 6 – Produção média de óleo nos reservatórios do pré-sal das bacias de Campos e Santos. ....	24
Figura 7 – Evolução da produção de óleo e condensado na Bacia de Campos, por LDA. ....	24
Figura 8 – Dados históricos de produção e injeção da Bacia de Campos. ....	25
Figura 9 – Produção de óleo e número de UEP em operação na Bacia de Campos.....	26
Figura 10 – Dados históricos referentes à movimentação de gás na Bacia de Campos. 26	26
Figura 11 – Dados históricos de gás injetado para recuperação secundária.....	27
Figura 12 – Dados históricos de gás injetado para armazenamento.....	28
Figura 13 – Produção de óleo das UEP da BC em 2015. ....	29
Figura 14 – Produção de óleo e condensado da Bacia de Campos em 2015, por empresas operadoras. ....	29
Figura 15 – Produção de óleo dos campos da BC em 2015. ....	30
Figura 16 – Produção de óleo x RAO para os 51 campos da BC em 2015.....	31
Figura 17 – Produção de óleo x densidade para os 51 campos da BC em 2015. ....	32
Figura 18 – Produção de óleo x LDA para os 51 campos da BC em 2015. ....	33
Figura 19 – Produção de óleo poços da Bacia de Campos (milhares de barris por dia), segundo o ano de início de produção. ....	34
Figura 20 – Taxas de declínio dos poços da Bacia de Campos, segundo o ano de início de produção. ....	34
Figura 21 – Histórico de produção de óleo dos 20 maiores campos produtores da BC em 2015.....	35
Figura 22 – Taxa de declínio média para campos marítimos, ponderada pela produção. ....	38
Figura 23 – Curvas de custo de produção de óleo para várias categorias de recursos. ..	40

Figura 24 – Projetos de EOR e preço do petróleo .....	41
Figura 25 – Produção mundial de EOR.....	41
Figura 26 – Número acumulado de projetos de EOR bem sucedidos.....	48
Figura 27 – Projetos de EOR bem sucedidos em campos terrestres (a) e marítimos (b). .....	48
Figura 28 – Dados referentes a projetos de injeção miscível de GN. (a) Viscosidade do óleo; (b) Densidade do óleo; (c) Saturação de óleo. ....	58
Figura 29 – Dados referentes a projetos de injeção miscível de CO <sub>2</sub> . (a) Viscosidade do óleo; (b) Densidade do óleo; (c) Saturação de óleo. ....	61
Figura 30 – Tipos de reservatório das aplicações de polímeros em campos terrestres (onshore) e marítimos (offshore). .....	63
Figura 31 – Dados referentes a projetos de injeção de polímeros. (a) Viscosidade do óleo; (b) Densidade do óleo; (c) Saturação de óleo; (d) Temperatura; (e) Permeabilidade. ....	64
Figura 32 – Molhabilidade para o sistema rocha -água-óleo.....	73
Figura 33 – Diferenças na eficiência de varrido entre a injeção com água (a) e com polímeros (b). ....	74
Figura 34 – Comparação entre os modelos de Carreau e de leis de potência.....	76
Figura 35 – Adsorção do polímero em diferentes concentrações.....	79
Figura 36 – Distribuição cumulativa da adsorção para polímeros sintéticos (HPAM)..	80
Figura 37 – Histórico da quantidade de polímero injetada nos projetos na China.....	84
Figura 38 – Dependência das curvas de permeabilidade relativa em relação à salinidade. .....	86
Figura 39 – Funcionamento da camada dupla. ....	88
Figura 40 – Modelo Sintético: profundidade das células. ....	93
Figura 41 – Modelo BC – permeabilidade horizontal. ....	94
Figura 42 – Modelo BC – distribuições de porosidade e NTG. ....	94
Figura 43 – Curvas de permeabilidade relativa para salinidades altas (Krw_H e Kro_H) e baixas (Krw_L e Kro_L). ....	98
Figura 44 – Curvas adotadas para a viscosidade em função da concentração e da salinidade.....	101
Figura 45 – Multiplicador da viscosidade em função da taxa de cisalhamento. ....	101
Figura 46 – Modelo Sintético: saturação de água após um ano de injeção e produção. .....	103

Figura 47 – Modelo Sintético: vazões em condição de superfície e pressão média do campo – caso base.....	104
Figura 48 – Modelo BC: mapa da espessura porosa com óleo (HPhiSo Total) e disposição dos poços.....	104
Figura 49 – Modelo BC: vazões em condição de superfície e pressão média do campo – caso base.....	105
Figura 50 – Vazão de óleo e fração recuperada para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo Sintético.....	106
Figura 51 – Salinidade da água produzida para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo Sintético.....	107
Figura 52 – Vazão de óleo adicional para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo Sintético.....	107
Figura 53 – Fração recuperada adicional para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo Sintético.....	108
Figura 54 – Salinidade da água produzida para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.....	109
Figura 55 – Vazão de óleo adicional para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.....	109
Figura 56 – Fração recuperada adicional para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.....	110
Figura 57 – Salinidade da água produzida para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.....	111
Figura 58 – Vazão de óleo adicional para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.....	111
Figura 59 – Fração recuperada adicional para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.....	112
Figura 60 – Vazão de óleo e fração recuperada para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo BC.....	113
Figura 61 – Vazão de óleo adicional para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo BC.....	113
Figura 62 – Fração recuperada adicional para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo BC.....	114
Figura 63 – Vazão de óleo adicional para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo BC.....	115

Figura 64 – Fração recuperada adicional para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo BC.....	115
Figura 65 – Vazão de óleo adicional para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo BC.....	116
Figura 66 – Fração recuperada adicional para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo BC.....	117
Figura 67 – Injeção de bancos com diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo Sintético.....	118
Figura 68 – Vazão de óleo e fração recuperada para diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo Sintético.....	119
Figura 69 – Fração de água produzida para diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo Sintético.....	119
Figura 70 – Vazão de óleo adicional para diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo Sintético.....	120
Figura 71 – Fração recuperada adicional para diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo Sintético .....	120
Figura 72 – Pressão de fundo no poço injetor para diferentes concentrações de polímero – Modelo Sintético.....	121
Figura 73 – Vazão de óleo adicional para diferentes volumes injetados com polímero ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.....	122
Figura 74 – Fração recuperada adicional para diferentes volumes injetados com polímero ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético. ....	122
Figura 75 – Vazão de óleo adicional para diferentes momentos de início da injeção com polímeros – Modelo Sintético. ....	123
Figura 76 – Fração recuperada adicional para diferentes momentos de início da injeção com polímeros – Modelo Sintético. ....	124
Figura 77 – Vazão de óleo e fração recuperada para diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo BC.....	126
Figura 78 – Fração de água produzida para diferentes concentrações do polímero – Modelo BC.....	126
Figura 79 – Vazão total injetada com diferentes concentrações do polímero – Modelo BC. ....	127
Figura 80 – RGO do campo para as diferentes concentrações de polímero – Modelo BC. ....	127

Figura 81 – Vazão de óleo adicional para diferentes volumes injetados com polímero (1,0 kg/m <sup>3</sup> ) – Modelo BC.....	128
Figura 82 – Fração recuperada adicional para diferentes volumes injetados com polímero (1,0 kg/m <sup>3</sup> ) – Modelo BC .....	129
Figura 83 – Vazão de óleo adicional para diferentes momentos de início da injeção com polímeros – Modelo BC.....	130
Figura 84 – Fração recuperada adicional para diferentes momentos de início da injeção com polímeros – Modelo BC.....	130
Figura 85 – Obrigação de investimento em P&D gerada por ano.....	138
Figura 86 – Investimento por tipo de recuperação melhorada - projetos autorizados entre Jan/2006 e Mar/2015.....	139
Figura 87 – Curvas com propriedades utilizadas no modelo black oil. (a) Massa específica. (b) Viscosidade do óleo. (c) Fator Volume de formação do óleo. (d) Razão de solubilidade. (e) Densidade do gás. (f) Fator de compressibilidade do gás. (g) Fator volume de formação do gás.....	183

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Características dos principais tipos de reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos.....	16
Tabela 2 – Distribuição dos volumes de óleo da BC segundo os principais tipos de reservatórios .....	17
Tabela 3 – Evolução da profundidade dos principais campos de petróleo marítimos até 2002.....	22
Tabela 4 – Dados referentes à produção de 2015 da Bacia de Campos, por rodada de concessão.....	30
Tabela 5 – Dados de produção referentes aos 20 maiores campos produtores da BC em 2015.....	36
Tabela 6 - Projetos de EOR em campos marítimos.....	50
Tabela 7 - Critérios de seleção para campos marítimos - propriedades do óleo e reservatório.....	57
Tabela 8 - Considerações para seleção devido a restrições em campos marítimos – injeção de GN.....	60
Tabela 9 - Considerações para seleção devido a restrições em campos marítimos – injeção de CO <sub>2</sub> .....	62
Tabela 10 - Considerações para seleção devido a restrições em ambientes marinhos – injeção de polímeros. ....	65
Tabela 11 – Critérios de seleção para injeção de água com baixa salinidade. ....	66
Tabela 12 – Testes de campo da injeção de água com baixa salinidade. ....	85
Tabela 13 – Características dos modelos de simulação.....	95
Tabela 14 – Propriedades de fluido usadas nos modelos de simulação. ....	96
Tabela 15 – Parâmetros do Modelo de Corey adotados para alta e baixa salinidade....	99
Tabela 16 – Fatores de interpolação em função da concentração de sal (LSALTFNC). 99	
Tabela 17 – Multiplicadores de injetividade adotados no Modelo BC. ....	102
Tabela 18 – Parâmetros usados na palavra chave PLYROCK. ....	102
Tabela 19 – Resultados para diferentes salinidades – Modelo Sintético.....	108
Tabela 20 – Resultados para diferentes volumes injetados com baixa salinidade (1,0 kg/m <sup>3</sup> ) – Modelo Sintético .....	110

Tabela 21 – Resultados para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade (1,0 kg/m <sup>3</sup> ) – Modelo Sintético.....	112
Tabela 22 – Resultados para diferentes salinidades – Modelo BC .....	114
Tabela 23 – Resultados para diferentes volumes injetados com baixa salinidade (1,0 kg/m <sup>3</sup> ) – Modelo BC .....	116
Tabela 24 – Resultados para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade (1,0 kg/m <sup>3</sup> ) – Modelo BC.....	117
Tabela 25 – Resultados para diferentes concentrações de polímero – Modelo Sintético.	
.....	121
Tabela 26 – Resultados para diferentes volumes injetados com polímero (1,0 kg/m <sup>3</sup> ) – Modelo Sintético. ....	123
Tabela 27 – Resultados para diferentes momentos de início da injeção com polímeros – Modelo Sintético. ....	124
Tabela 28 – Resultados da análise de sensibilidade com 3 parâmetros do polímero – Modelo Sintético. ....	125
Tabela 29 – Resultados para diferentes concentrações de polímero – Modelo BC. ....	128
Tabela 30 – Resultados para diferentes volumes injetados com polímero (1,0 kg/m <sup>3</sup> ) – Modelo BC. ....	129
Tabela 31 – Resultados para diferentes datas de início da injeção com polímero – Modelo BC. ....	131
Tabela 32 – Comparação entre os resultados da injeção com baixa salinidade para os dois modelos.....	133
Tabela 33 – Comparação entre os resultados da injeção de polímeros para os dois modelos. ....	135
Tabela 34 - Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (milhões de reais) - Projetos Autorizados entre Jan/2006 e Mar/2015. ....	138

## SIGLAS

ASP	álcalis, surfactantes e polímeros
bbl	barril
BC	Bacia de Campos
Bg	fator volume de formação do gás
BHP	<i>bottom hole pressure</i> (pressão de fundo)
Bo	fator volume de formação do óleo
boe	barril de óleo equivalente
bopd	barris de óleo por dia
bpd	barris por dia
Bw	fator volume de formação da água
FR	fator de recuperação de óleo
LGN	líquido de gás natural
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PMM	pressão mínima de miscibilidade
PR	pressão média do reservatório
RGO	razão gás-óleo
Rs	razão de solubilidade
VOOIP	volume de óleo original <i>in place</i>

## 1 INTRODUÇÃO

A produção em campos maduros é responsável pela maior parte da produção de petróleo no mundo, e a taxa de reposição de reservas por novas descobertas tem diminuído continuamente nas últimas décadas (ALVARADO e MANRIQUE, 2010). Portanto, o aumento do fator de recuperação em campos maduros será um fator muito importante para atender à crescente demanda nos próximos anos.

Os métodos de recuperação melhorada, equivalentes à expressão *Enhanced Oil Recovery* (EOR), viabilizam a produção de uma parcela dos recursos que não poderiam ser produzidos pelas técnicas de recuperação convencional, aumentando a fração recuperável.

Os mecanismos convencionais de recuperação de petróleo são divididos em duas categorias: primária e secundária. De acordo com Latil (1980), a os termos “primária” e “secundária” remetem ao início da indústria petrolífera, quando os reservatórios inicialmente eram produzidos sem realizar a injeção de fluidos, até atingir as vazões mínimas econômicas nos poços produtores; essa fase de produção era conhecida “primária”. Na segunda fase eram instalados equipamentos e poços associados à injeção de gás e/ou água, e, portanto, essas tecnologias eram associadas uma fase “secundária”.

Atualmente, na maioria dos campos realiza-se a injeção de gás e/ou água no início da operação do campo, com o objetivo de manter a pressão acima de determinados níveis e maximizar a recuperação. Ainda assim, seria possível quantificar qual a parcela da produção do campo ocorreria sem adição de energia externa no reservatório, e qual parcela está associada à injeção. Dessa forma, pode-se definir:

- Recuperação primária – produção associada à energia natural contida originalmente no reservatório. O fornecimento de energia ocorre através da expansão da rocha e dos fluidos, liberação do gás dissolvido, expansão da capa de gás, influxo de água e segregação gravitacional (SHENG, 2011).
- Recuperação secundária – produção associada ao fornecimento de energia adicional ao reservatório, geralmente com a injeção de água e/ou de gás, com o objetivo principal de manutenção da pressão e deslocamento imiscível do óleo pelo fluido injetado (SHENG, 2011).

Portanto, na recuperação convencional busca-se combinar da melhor forma os mecanismos naturais de produção associados a cada reservatório com a injeção de gás e/ou água para aumentar a produção de petróleo.

As técnicas de elevação artificial, como a utilização de bombas ou injeção de “gás lift” nos poços produtores, envolvem a utilização de energia externa para aumentar a produção dos campos de petróleo. No entanto, essas técnicas estão associadas à elevação e ao escoamento do petróleo dos poços produtores até as unidades de produção, enquanto os métodos de recuperação tratam da dinâmica de fluidos do reservatório até os poços. Como os fenômenos físicos envolvidos na elevação e no escoamento são muito diferentes dos relacionados à movimentação de fluidos dentro dos reservatórios, as técnicas para a elevação e o escoamento possuem características muito distintas dos métodos associadas à recuperação de petróleo, podendo ser utilizadas em conjunto com qualquer método de recuperação.

Os métodos de recuperação melhorada são caracterizados pela injeção de fluidos especiais como gases miscíveis, produtos químicos, microrganismos e/ou fornecimento de energia térmica ao reservatório (SHENG, 2011). Essas tecnologias atuam em escala microscópica sobre o sistema formado pela rocha, óleo e fluidos injetados, modificando as interações de forças capilares e/ou viscosas (STOSUR *et al.*, 2003).

Alguns autores (DAKE, 1978; HERBECK *et al.*, 1981) utilizavam os termos “recuperação terciária” – *Tertiary Oil Recovery* – para se referir às mesmas tecnologias associadas ao EOR. O termo “terciária” remete a uma terceira fase de produção do campo, após as fases primária e secundária. De fato, em muitos casos a aplicação dessas tecnologias ocorre em campos maduros, um longo período após o início da injeção de água e/ou de gás. Entretanto, essas tecnologias também podem ser utilizadas no início da produção do campo, como geralmente ocorre nos casos com aplicação de métodos térmicos (STOSUR *et al.*, 2003). Portanto, a denominação “recuperação terciária” não é adequada para muitos casos, e em publicações mais recentes tem sido substituída por “recuperação melhorada” ou “EOR” (LAKE *et al.*, 2014).

Outra expressão utilizada referente às atividades de recuperação de petróleo é o *Improved Oil Recovery* (IOR)<sup>1</sup>, cujas expressões equivalentes em língua portuguesa são

---

<sup>1</sup> Segundo Stosur et al. (2003), essa expressão não surgiu com uma definição precisa, e era utilizada frequentemente como sinônimo de EOR. No entanto, no início da década de 1990, o interesse pelas tecnologias de EOR havia diminuído, devido a resultados técnicos e econômicos ruins em muitos

“recuperação avançada” ou “recuperação aprimorada”. Apesar de não existir uma definição consensual, as atividades de IOR podem ser entendidas como qualquer atividade usada para aumentar a recuperação de óleo em relação à recuperação primária, ou seja, incluem tanto as tecnologias de EOR e as técnicas de recuperação convencional, como a perfuração e completação de poços com tecnologias especiais, adensamento de malha ou tratamentos de *conformance*<sup>2</sup> (STOSUR *et al.*, 2003). As atividades relacionadas à caracterização, simulação, monitoramento, gerenciamento e controle de reservatórios, apesar de poderem aumentar a recuperação de óleo, são atividades de suporte para qualquer método de recuperação. Portanto, não devem ser consideradas atividades de IOR.

Segundo a Agência Internacional de Energia, os métodos de EOR têm um potencial de desenvolver 300 bilhões de barris adicionais às reservas nos reservatórios convencionais, mas algumas barreiras como a complexidade dos projetos e a falta de capacitação necessária na indústria podem reduzir esse potencial (IEA, 2013a).

Apesar dessas barreiras, de acordo com as projeções<sup>3</sup> do *World Energy Outlook* 2015 (IEA, 2015), a produção de óleo cru convencional referente aos métodos de recuperação melhorada deve aumentar de 1,4 para 4,4 milhões de barris por dia em 2040. Isso representa um aumento de 2,1% para 6,6% da produção total de óleo cru convencional. Portanto, projeta-se um cenário de maior relevância para esses métodos.

Além disso, a Agência Internacional de Energia (IEA, 2013a) estima que 42% dos recursos recuperáveis restantes de óleo convencional estão em campos marítimos e a RYSTAD ENERGY AS (2014) projeta que a participação dos campos marítimos na produção mundial de óleo e líquido de gás natural (LGN) deve aumentar dos atuais 33% para 48% em 2030. Além disso, 58% da produção mundial em campos marítimos em 2012 ocorreu em países que não são membros da OPEP, enquanto a participação desses países na produção em campos terrestres foi de 53%; essa diferença tende a aumentar devido ao declínio na produção terrestre nos países que não participam da OPEP

---

projetos. Com isso, organizadores de conferências e simpósios passaram a adotar o termo IOR com o objetivo de expandir o escopo dos trabalhos.

<sup>2</sup> Os tratamentos de *conformance* são técnicas que geralmente envolvem a injeção de pequenos volumes de fluidos, como géis, polímeros ou resinas, próximos à região dos poços ou em um pequeno volume de fraturas para bloquear canais lavados e/ou inibir a produção de água ou gás, melhorando a eficácia da recuperação de petróleo (SYDANSK e SOUTHWELL, 2010).

<sup>3</sup> Projeções considerando o cenário de referência para o WEO 2015, o “*New Policies*”. Nessas projeções não estão incluídos campos que a IEA classifica como não-convencionais, como os óleos extra-pesados das areias do Canadá e da Venezuela (faixa do Orinoco). Nessas reservatórios geralmente são usadas técnicas baseadas na injeção de vapor como principal mecanismo de recuperação.

(RYSTAD ENERGY AS, 2014). Portanto, as expectativas em relação à produção em campos marítimos são altas tanto do ponto de vista da quantidade total produzida, quanto em relação à diversificação do fornecimento (SÄLLH *et al.*, 2015).

No Brasil, a maior parte da produção de petróleo está concentrada em campos marítimos, sendo que a principal região produtora é a Bacia de Campos (BC). A produção na bacia iniciou em 1977, no Campo de Enchova (BRUHN *et al.*, 2003). Atualmente, existem 51 campos em produção na BC, que foram responsáveis por 67% da produção de óleo e condensado do país em 2015 (ANP, 2016a).

O principal método de recuperação secundária utilizado na Bacia de Campos é injeção de água. Em 2015 ela foi utilizada em 59% dos campos em produção, sendo que eles foram responsáveis por 93% do total de óleo e condensado produzido no ano; a injeção de gás para recuperação secundária foi utilizada apenas nos Campos de Namorado e Cherne, de forma complementar à injeção de água (ANP, 2016a).

A maior parte dos campos da BC já opera em estágios avançados, e apresentam uma produção em declínio. A bacia como um todo apresentou o pico de produção de óleo em fevereiro de 2012; além disso, desde janeiro de 2014 o volume total de água produzida é maior que o volume de óleo (ANP, 2016a). Esses dados são indicadores de que a produção na Bacia de Campos está iniciando uma nova fase, com o predomínio da produção associada aos campos maduros. Apesar disso, até o momento nenhum projeto de recuperação melhorada foi implantado na região.

De fato, a maior parte das aplicações de recuperação melhorada no mundo foi desenvolvida em campos terrestres (KANG *et al.*, 2014). A aplicação dos métodos de recuperação melhorada para campos marítimos é mais limitada que em campos terrestres, devido a restrições das unidades de produção, muitas vezes com limitação de espaço, a quilômetros da costa e centenas de metros do fundo do mar, além de aspectos intrínsecos aos reservatórios como altas pressões, elevadas temperaturas e salinidades, que aumentam a complexidade e os custos das operações envolvidas (ALVARADO e MANRIQUE, 2013).

Apesar das limitações, os métodos de recuperação melhorada em campos marítimos têm despertado bastante interesse, e como em geral são utilizados em reservatórios que já estão em produção, os riscos financeiros são menores que a exploração de novos campos em águas profundas (KANG *et al.*, 2014). Na Bacia de

Campos, é previsto o início da injeção de polímeros no Campo de Papa-Terra até o fim de 2017 (MENEZES, 2015). Este deverá ser o primeiro projeto piloto para avaliação de uma tecnologia de recuperação melhorada na bacia.

## 1.1 OBJETIVO

### 1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo principal do presente estudo é avaliar a aplicação de tecnologias de recuperação melhorada para a Bacia de Campos. Esta avaliação se restringiu a aspectos técnicos e regulatórios, sem realizar análises econômicas. Sob o ponto de vista técnico, foram analisados tanto aspectos qualitativos, como a maturidade das tecnologias em relação a aplicações comerciais e questões operacionais próprias dos campos marítimos, quanto aspectos quantitativos como a estimativa do potencial técnico do aumento de reservas. Em relação à questão regulatória, o objetivo era conhecer como o atual arcabouço institucional brasileiro trata a questão da recuperação melhorada, e propor medidas que ajudem a impulsionar atividades desse tipo.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos da dissertação incluem:

- fazer um levantamento sobre as características dos principais reservatórios da Bacia de Campos, envolvendo aspectos geológicos, características dos fluidos e situação da produção;
- conhecer a situação atual em termos de aplicações e maturidade dos principais métodos de recuperação melhorada, com ênfase nas aplicações em campos marítimos;
- conhecer as aplicações em campos marítimos e discutir quais são as principais diferenças e/ou limitações em relação aos campos terrestres;

- identificar as tecnologias de recuperação melhorada mais promissoras para os reservatórios da Bacia de Campos;
- realizar estudos de caso com as tecnologias selecionadas em um modelo representativo de um reservatório da BC. Estimar o potencial técnico de incremento na recuperação do óleo, identificando os principais parâmetros para cada tecnologia, assim como as incertezas e os riscos associados;
- conhecer como a questão da recuperação melhorada é tratada pelo atual arcabouço institucional brasileiro;
- discutir como essa questão é tratada em outros países, e quais medidas poderiam ajudar a impulsionar essas atividades na Bacia de Campos.

## 1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além desta introdução, foram elaborados cinco capítulos.

O Capítulo 2 discute o histórico da exploração e produção, bem como as características dos reservatórios da Bacia de Campos. O capítulo foi dividido em três seções. Na primeira é realizada uma descrição dos reservatórios da bacia, abordando os aspectos geológicos, características de rochas e fluidos. A seção seguinte inicia com um breve histórico da exploração e descoberta dos primeiros campos marítimos no Brasil, e em seguida é apresentado o histórico de exploração e produção na bacia, desde as primeiras descobertas em águas rasas até as mais recentes em águas profundas, incluindo os reservatórios do pré-sal. Na última seção é discutida a situação atual dos 51 campos em produção, identificando quais são as empresas operadoras, rodadas de concessão e vencimento dos contratos, além de abordar aspectos técnicos como a densidade média do óleo produzido, lâmina d'água, volumes de óleo e água produzidos e taxa de declínio dos maiores produtores.

O Capítulo 3 faz uma revisão sobre os principais métodos de recuperação melhorada de petróleo utilizados no mundo. Foram discutidas questões referentes à aplicabilidade dos métodos e as principais diferenças dos projetos em campos marítimos que impactam nessas aplicações. Na última seção foram discutidos critérios de seleção para campos marítimos, e a partir deles foram selecionadas duas tecnologias para

realizar os estudos de caso em um modelo de simulação representativo de um reservatório da Bacia de Campos.

O Capítulo 4 trata dos fundamentos físico-químicos das tecnologias selecionadas, a injeção de polímeros e a injeção de água com baixa salinidade. Como as duas tecnologias selecionadas são baseadas na injeção de água, na primeira seção é efetuada uma revisão sobre os fundamentos básicos do escoamento bifásico em meios porosos. Na seção seguinte são discutidos os diversos fatores relacionados à injeção de polímeros. Na última seção são discutidos os efeitos observados e os principais mecanismos propostos para a injeção de água com baixa salinidade.

O Capítulo 5 realiza estudos de caso com dois modelos de simulação de fluxo em reservatórios. Em cada modelo são realizadas simulações da injeção de polímeros e da injeção de água com baixa salinidade. Os objetivos dos estudos de caso é estimar o potencial técnico, identificar os principais parâmetros para cada tecnologia e verificar as potencialidades e limitações da ferramenta de simulação utilizada. Não são realizadas avaliações econômicas.

No Capítulo 6 as atividades de recuperação melhorada são avaliadas sob a ótica do planejamento da indústria petrolífera. Na primeira seção são apresentadas as principais resoluções e os investimentos em pesquisa e desenvolvimento no Brasil. Na seção seguinte é feita uma discussão sobre as renovações das concessões de petróleo e gás, e na terceira seção são apresentadas algumas experiências de programas e políticas governamentais associadas às atividades de recuperação melhorada em outros países. Na última seção é feita uma discussão referente aos aspectos regulatórios, e são propostas algumas medidas governamentais para promover a recuperação melhorada no Brasil.

Por fim, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões, limitações e propostas de trabalhos futuros.

## **2 CARACTERÍSTICAS E HISTÓRICO DE PRODUÇÃO NA BACIA DE CAMPOS**

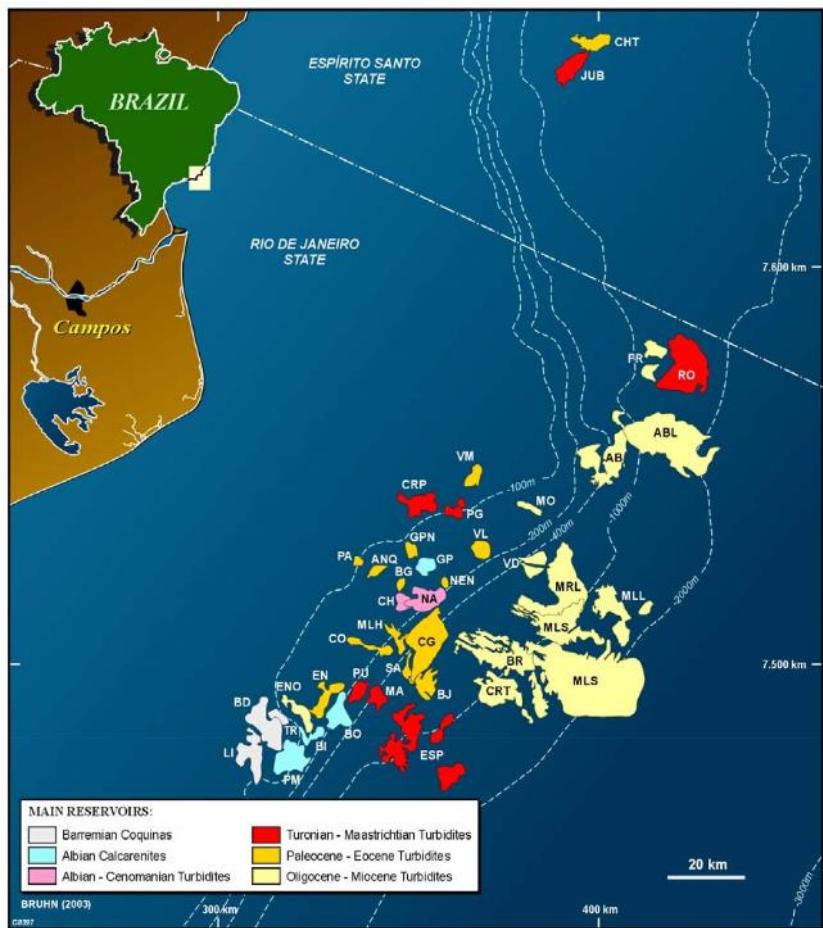
Neste capítulo será apresentado um levantamento das principais características dos reservatórios da BC, além de apresentar o histórico da exploração e produção na bacia e a situação atual dos 51 campos produtores. A primeira seção aborda aspectos geológicos, características de rochas e fluidos. A seção seguinte inicia com um breve histórico da exploração e descoberta dos primeiros campos marítimos no Brasil, e em seguida é apresentado o histórico de exploração e produção na bacia, desde as primeiras descobertas em águas rasas até as mais recentes em águas profundas, incluindo os reservatórios do pré-sal. Na última seção é discutida a situação atual dos 51 campos em produção, identificando quais são as empresas operadoras, rodadas de concessão e vencimento de seus contratos, além de abordar aspectos técnicos como a densidade média do óleo produzido, lâmina d'água, volumes de óleo e água produzidos e taxa de declínio dos maiores produtores.

### **2.1 DESCRIÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DA BACIA DE CAMPOS**

A Bacia de Campos está localizada no sudeste brasileiro, no litoral dos Estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo. Ela ocupa uma área total de 120.000 km<sup>2</sup> até a cota batimétrica de 3.500 metros, sendo a maior parte<sup>4</sup> na plataforma marítima (MOHRIAK, 2003). Os campos de óleo encontrados estão a uma distância de 50 a 140 km da costa, e em lâminas d'água de 80 a 2.400 metros (Figura 1).

---

<sup>4</sup> Existe uma pequena região terrestre da BC, onde o primeiro poço exploratório foi perfurado em 1959; esse poço registrou 1.690 metros de espessura de sucessões de areias do Terciário, basaltos Neocomianos e um embasamento metamórfico Pré-Cambriano (BRUHN *et al.*, 2003).



**Figura 1 – Mapa de localização para 41 campos<sup>5</sup> da BC.**

Fonte: BRUHN *et al.*, 2003.

O início da formação da BC está relacionado com a ruptura do Supercontinente Gondwana, com a separação entre as Placas Sul-americana e Africana que resultou na formação do Oceano Atlântico (LOPES, 2004). A separação entre as placas provocou 6 mega-sequências sedimentares distintas, da mais antiga para a mais recente (BEZERRA *et al.*, 2004):

1. Continental Pré-Rifte: depósitos continentais do Jurássico Superior ao Neocomiano Inferior;
2. Rifte: depósitos em riftes continentais do Neocomiano Inferior ao Aptiano Inferior;

<sup>5</sup> A maioria dos campos contém reservas em mais de um tipo de reservatório; apenas o mais importante está sendo indicado. GP: Garoupa, PG: Pargo, GPN: Garoupinha, BG: Bagre, NA: Namorado, BD: Badejo, CH: Cherne, EM: Enchova, BI: Bicudo, PM: Pampo, BO: Bonito, LI: Linguado, CO: Corvina, VL: Viola, PA: Parati, CG: Congro, PU: Piraúna, ENO: Enchova Oeste, ANQ: Anequim, CRP: Carapeba, TR: Trilha, VM: Vermelho, MO: Moreia, MA: Marimbá, AB: Albacora, MRL: Marlim, MLH: Malhado, ABL: Albacora Leste, FR: Frade, MLL: Marlim Leste, VD: Voador, NEN: Nordeste de Namorado, MLS: Marlim Sul, ESP: Espadarte, BR: Barracuda, BIJ: Bijupirá, SA: Salema, CRT: Caratinga, RO: Roncador, JUB: Jubarte, CHT: Cachalote.

3. Evaporíticos Transicionais, dominados por depósitos de halitas Aptianas;
4. Plataforma Carbonática Rasa: depósitos de carbonato Albiano;
5. Marinha Transgressiva: folhelhos e areias turbidíticas do Albiano ao Terciário;
6. Marinha Regressiva: Terciário Inferior até os dias atuais.

Os principais reservatórios produtores da BC são (BRUHN *et al.*, 2003),:

- Basaltos fraturados Neocomianos e coquinas Barremianas, da mega-sequência rifte continental;
- Calcarenitos e calciruditos do Albiano Superior ao Albiano Médio, da mega-sequência Plataforma Carbonática Rasa;
- Turbiditos<sup>6</sup> siliciclásticos do Albiano Inferior ao Eoceno Médio, da mega-sequência Marinha Transgressiva;
- Turbiditos siliciclásticos do Eoceno Médio ao Mioceno Superior, da mega-sequência Marinha Regressiva.

Além desses reservatórios, existem as rochas siliciclásticas e carbonáticas de origem microbial (microbiolitos), depositadas ao final do estágio Aptiano, durante a “Fase Sag”, que ocorreu ao final da mega-sequência Rifte (PAPATERRA, 2010).

A Figura 2 mostra uma seção geosísmica com as sequências estratigráficas com as principais formações da Bacia de Campos. Nota-se que a extensa camada de sal (evaporitos) foi formada no período Aptiano. Portanto, os basaltos fraturados Neocomianos, as coquinas Barremianas, além dos siliciclásticos e microbiolitos Aptianos são reservatórios “pré-sal”, enquanto os demais são reservatórios “pós-sal”.

---

<sup>6</sup> Turbiditos são depósitos sedimentares formados por correntes de turbidez marinhas, que consistem em camadas com graduação de arenitos e argilitos (*sandstone* e *mudstone*), e geralmente são cobertas por argilitos hemipelágicos contendo acumulações de fósseis em águas profundas (MUTTI *et al.*, 1999).

## BACIA DE CAMPOS LINHA SÍSMICA REGIONAL PROFUNDA

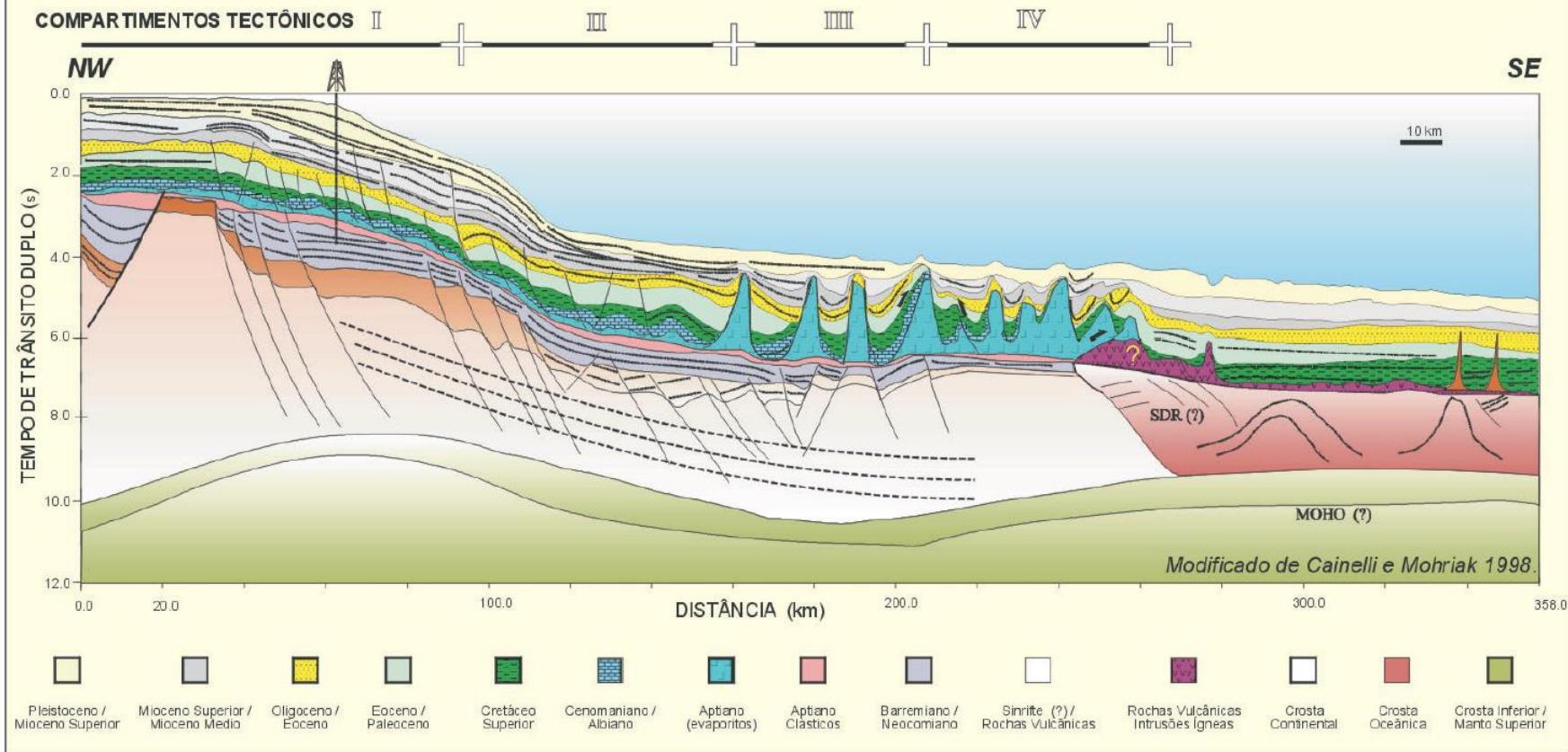


Figura 2 – Seção geosísmica na Bacia de Campos.

Fonte: MOHRIAK, 2003.

A Figura 3 apresenta o diagrama estratigráfico da Bacia de Campos, onde é mostrada a cronologia geológica com os principais períodos, épocas e idades envolvidos no sistema petrolífero da BC, além do ambiente deposicional, as discordâncias e as principais unidades litoestratigráficas.

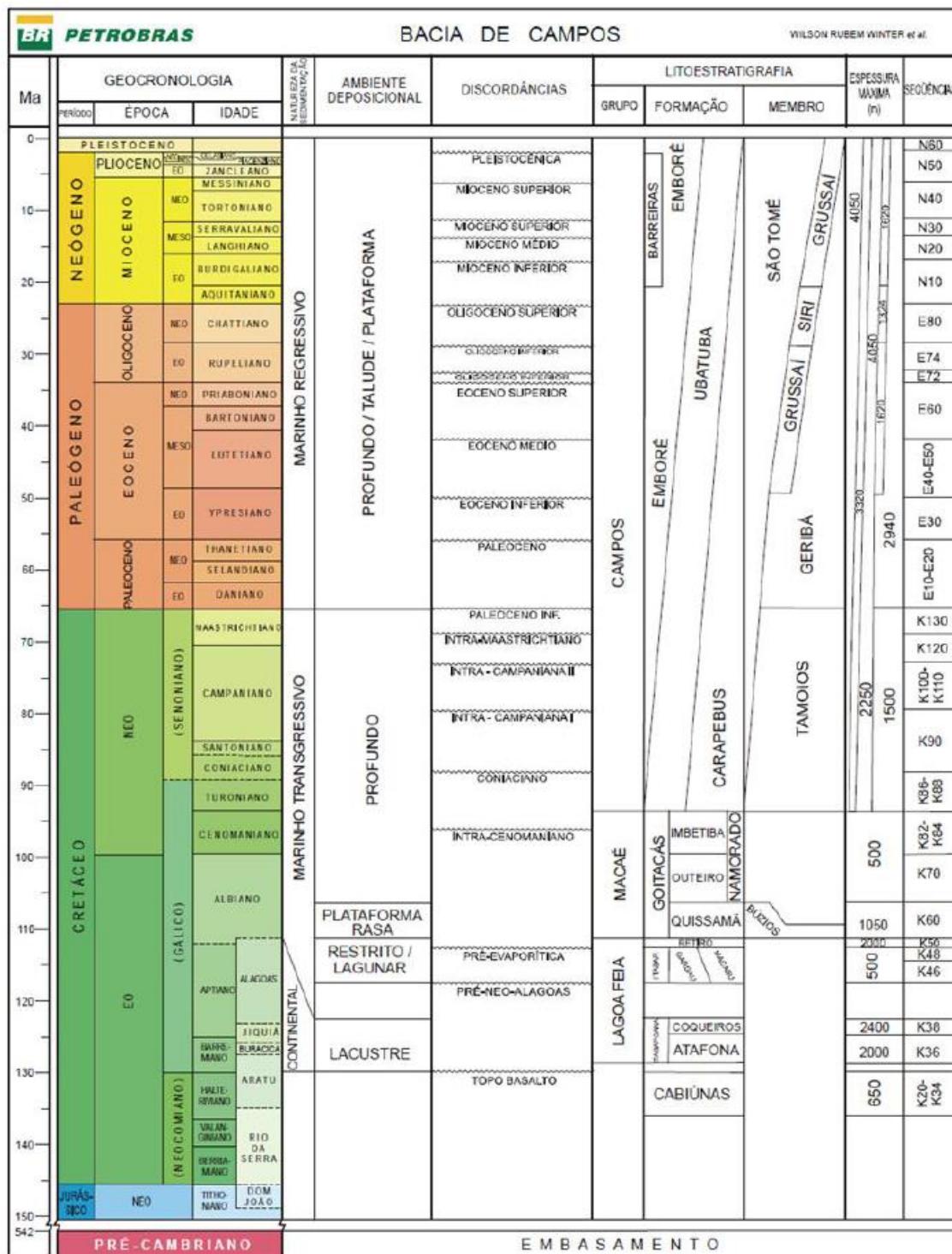


Figura 3 – Diagrama estratigráfico da Bacia de Campos.

Fonte: WINTER *et al.*, 2007.

## 2.1.1 Reservatórios Pré-Sal

Os basaltos Neocomianos foram formados há 120-130 milhões de anos; são rochas vulcânicas que, quando afetadas por micro fraturas, desenvolvem zonas de brechas com porosidades interconectadas (MOHRIAK *et al.*, 1990). Os principais reservatórios estão presentes em águas rasas (80-120 m) nos Campos de Badejo e Linguado (Figura 1). Eles possuem um óleo de 28-32 °API, e a produtividade inicial dos poços pode atingir até 6.200 barris de óleo por dia (bopd), mas a produção tende a diminuir rapidamente e se estabilizar por volta de 2.000 bopd (TIGRE *et al.*, 1983).

As coquinas do Barremiano são rochas do tipo calcarenitos e calciruditos bioacumulados, depositados em ambiente lacustre confinado (LOPES, 2004). As coquinas são reservatórios muito heterogêneos, como porosidades médias variando de 10-20%, e permeabilidades médias variando de 1-500 mD; a densidade do óleo varia de 28-33 °API (BRUHN *et al.*, 2003). Nos reservatórios localizados em águas rasas (80-120 m), nos campos Badejo, Pampo, Linguado e Trilha (Figura 1), a vazão média dos poços nesses reservatórios tipicamente está entre 1.000 e 3.000 bopd, mas vazões iniciais de até 10.000 bopd já foram registradas.

Os reservatórios pré-sal localizados em águas profundas, cujas descobertas foram anunciadas a partir de 2007, referem-se à rochas siliciclásticas e rochas carbonáticas de origem microbial (microbiolitos) depositadas ao final do estágio Aptiano (PAPATERRA, 2010).

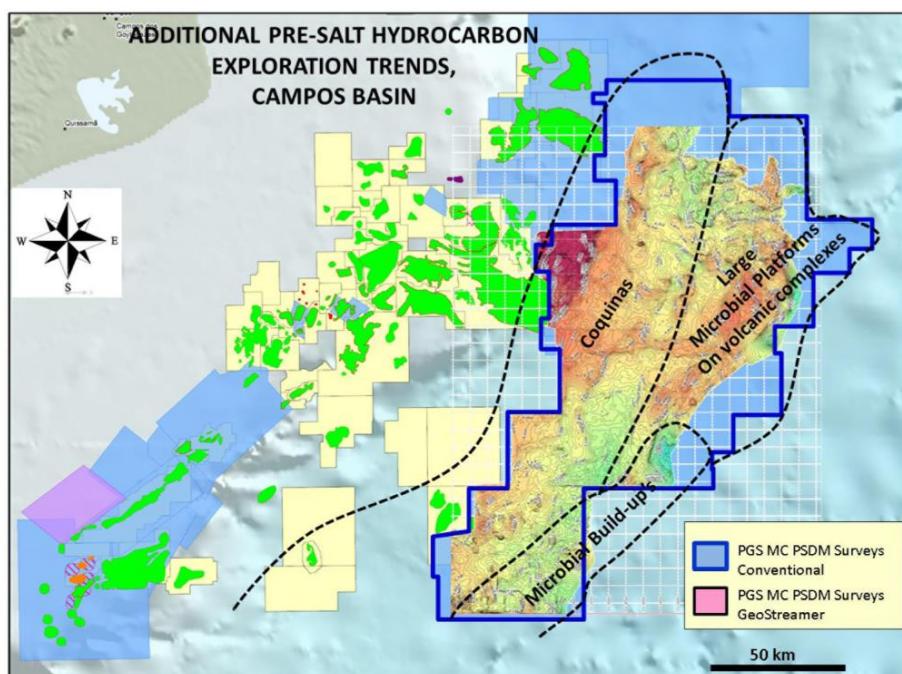
Os principais reservatórios do pré-sal Aptiano são os microbiolitos carbonáticos (ESTRELLA *et al.*, 2009). Durante a fase de rifte, a água do mar preencheu o espaço formado pela separação dos continentes; criando um ambiente de baixa energia e alta salinidade que proporcionou o crescimento de colônias de bactérias especiais, como os estromatólitos; a secreção desses microorganismos, juntamente com a precipitação de sais de carbonato, criaram os núcleos para formar rochas carbonáticas, os microbiolitos (FORMIGLI FILHO *et al.*, 2009). Essas rochas possuem porosidade entre 9 e 12% e permeabilidade média de 100 mD, com variações entre os diferentes poços e campos (JOHANN *et al.*, 2012).

A produção nesses reservatórios (microbiolitos), localizados em águas ultraprofundas na BC, iniciou em setembro de 2008, no Campo de Jubarte, a uma

profundidade de 4.700 metros, abaixo de uma camada com 200 metros de sal (OLIVEIRA, 2008). Os poços perfurados nesses reservatórios apresentaram produtividades de até 26.000 bopd, no poço 7-JUB-34H-ESS; atualmente existem pelo menos 12 campos na BC em fase de produção com reservas nesses reservatórios: Baleia Azul, Baleia Franca, Barracuda, Cachalote, Caratinga, Caxareu, Espadarte, Jubarte, Marlim, Marlim Leste, Maromba e Pirambu (PAPATERRA, 2014).

Além dos microbiolitos, há outras rochas formadas durante o Aptiano: rochas siliciclásticas, depositadas em um contexto de leque aluvial, deltaico-lacustre e lacustre, além de coquinas e rochas vulcânicas associadas (PAPATERRA, 2010).

Reservatórios com coquinas mais profundas (Barremianas) se tornaram importantes alvos exploratórios na sucessão do pré-sal das bacias de Campos e Santos, comprovadas por testes bem sucedidos nos Campos de Búzios e Libra (KATTAH, 2015). A Figura 4 mostra tendências exploratórias adicionais para carbonatos do pré-sal da Bacia de Campos, incluindo as coquinas e os microbiolitos.



**Figura 4 – Tendências exploratórias adicionais para carbonatos do pré-sal na Bacia de Campos**

Fonte: KATTAH, 2015.

## **2.1.2 Reservatórios Pós-Sal**

Os calcarenitos e calciruditos do Albiano Superior ao Albiano Médio formam reservatórios de óleo em águas rasas (100-200 m) nos campos Garoupa, Pampo, Bonito, Bicudo, Enchova e Linguado (Figura 1). Tipicamente apresentam porosidades entre 20-34% e permeabilidades médias acima de 2.000 mD; a densidade do óleo varia de 20-32 °API e a vazão média dos poços nesses reservatórios tipicamente está entre 1.000 e 3.000 bopd (BRUHN *et al.*, 2003).

Os reservatórios turbidíticos podem ser muito complexos e heterogêneos, e os principais tipos e características são descritos na Tabela 1. Os campos com turbiditos apresentam uma grande variação de lâmina d'água (80-2400 m), área (até 650 km<sup>2</sup>, Marlim Sul), soterramento (500-3.200 m), espessura porosa com óleo (até 270 m, Roncador), densidade do óleo (13-31 °API), vazão de óleo (até 34.200 bopd, Marlim Sul) e fator de recuperação, com até 62% em Marimbá (BRUHN *et al.*, 2003).

**Tabela 1 – Características dos principais tipos de reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos.**

Tipo	Época / Idade Geológica	Geometria do Reservatório	Granulometria	Qualidade do Reservatório
Complexos de canais ricos em areias e cascalhos	Paleoceno, Eocene, Oligoceno	[Preenchimento dos canais]: espessuras de 10-50 m, largura de 0,2-2 km e comprimento de 0,5-10 km.	conglomerados com matação até arenitos intraclásticos; arenitos muito grossos a grossos	(valores típicos) Porosidade: 21% Perm.: 400 mD
		[Complexos de canais]: espessuras de 20-100 m de espessura, 1-6 km de largura e comprimento de 1-10 km.	arenitos grossos a finos	(valores típicos) Porosidade: 27% Perm.: 900 mD
			arenitos muito finos	(valores típicos) Porosidade: 32% Perm.: 500 mD
Lobos confinados ricos em areias e conglomerados	Cretáceo Inferior: Albiano	[Lobos e corpos areníticos tabulares]: espessuras de 10-140 m, largura de 1-12 km, comprimento de 3-20 km. NTG >70%.	conglomerados e arenitos granulares	Porosidade: 15-20% Perm.: 100-800 mD
	Cretáceo Superior: Cenomaniano, Turoniano, Coniaciano, Santoniano, Campaniano, Maastrichtiano	[Complexos de lobos]: espessuras de até 350m.	arenitos muito grossos	Porosidade: 18-22% Perm.: 300-1,000 mD
			arenitos grossos	Porosidade: 20-24% Perm.: 100-900 mD
Lobos ricos em areias	Eocene, Oligoceno, Mioceno	[Lobos]: espessuras de 5-60 m, largura de 1-8 e comprimento de 2-12 km. NTG > 70%.	arenitos grossos a finos	Porosidade: 27-32% Perm.: 1000-2500 mD
		[Complexos de lobos]: espessuras de até 500 m, espalhado em áreas de até 500 km <sup>2</sup> .		
Lobos ricos em lama e areias	Cretáceo Inferior: Albiano	[Lobos]: espessuras de 2-20 m, largura de 1-20 km e comprimento de 2-20 km. NTG < 70%.	arenitos com grãos variando de finos a muito finos	[Albiano] - Porosidade: 2-32% Perm.: 1-1600 mD
	Oligoceno, Mioceno	[Complexos de lobos]: espessuras de até 120m.		[Oligoceno e transição com o Mioceno] - Porosidade: 27-32% Perm.: 1000-2500 mD

Fonte: BRUHN *et al.*, 2003 (adaptado).

A Tabela 2 apresenta um levantamento realizado por BRUHN *et al.* (2003), com os 41 campos produtores desenvolvidos à época. É importante destacar que nesse levantamento não estão incluídos os reservatórios do pré-sal do Aptiano (microbiolitos e siliciclásticos), localizados em águas profundas e descobertos posteriormente. Em todo caso, verifica-se a predominância dos reservatórios turbidíticos, que correspondiam a 88,0% do VOOIP<sup>7</sup> e 97,8% da Reserva Provada em dezembro de 2002.

<sup>7</sup> VOOIP – volume original de óleo *in place*.

**Tabela 2 – Distribuição dos volumes de óleo da BC segundo os principais tipos de reservatórios.**

Principais Tipos de Reservatório	Número de Campos*	Campos Mais Importantes	VOOIP		Reserva Original		Reserva Provada (Dez/2002)	
			MM bbl	%	MM bbl	%	MM bbl	%
Basaltos fraturados do Neocomiano	2	Badejo, Linguado	126	0,2	18	0,1	1	0,0
Coquinas do Barremiano	4	Linguado, Pampo, Trilha, Badejo	736	1,5	177	1,4	20	0,2
Calcarenitos do Albiano	7	Pampo, Garoupa, Bonito, Bicudo	5247	10,3	639	5,2	170	2,0
Turbiditos do Albiano e do Cenomaniano	5	Namorado, Cherne, Albacora	2019	4,0	821	6,6	279	3,4
Turbiditos do Turoniano e Maastrichtiano	9	Roncador, Jubarte, Marimbá, Carapeba	13297	26,1	3470	28,0	2929	34,7
Turbiditos do Paleoceno e Eoceno	26	Barracuda, Marlim Sul, Cachalote, Vermelho	6234	12,2	1517	12,3	813	9,6
Turbiditos do Oligoceno e Mioceno	14	Marlim, Marlim Sul, Albacora, Barracuda, Caratinga, Albacora Leste	23242	45,7	5731	46,4	4238	50,1
Turbiditos - TOTAL	37	Marlim, Roncador, Marlim Sul, Albacora, Barracuda, Jubarte	44792	88,0	11539	93,3	8259	97,8
Total da Bacia de Campos	41	Marlim, Roncador, Marlim Sul, Albacora, Barracuda, Jubarte	50901	100,0	12373	100,0	8450	100,0

\* A maior parte dos campos tem reservas em mais de um tipo de reservatório.

Fonte: BRUHN *et al.*, 2003 (adaptado).

É importante ressaltar o fato de que a maior parte dos campos possui reservatórios de tipos diferentes, ou seja, possuem reservatórios secundários. Em alguns casos esses reservatórios secundários podem não ser comerciais, compondo recursos que podem ser desenvolvidos futuramente. Por exemplo, Cysne e Mihaguti (2008) mencionam a existência de reservatórios carbonáticos contendo óleo leve (29 °API) abaixo dos arenitos de Roncador, não comerciais devido à baixa produtividade. À medida que os reservatórios principais forem sendo produzidos, e novas tecnologias forem desenvolvidas, a exploração desses reservatórios secundários podem se tornar economicamente viáveis.

### 2.1.3 Características dos Fluidos

Estudos de geoquímica orgânica apontam que as rochas geradoras de hidrocarbonetos mais importantes da bacia foram formadas por lamas e argilas acumuladas em lagos rasos e salinos durante a fase de rifte, durante a idade Barremiana (MELLO e MAXWELL, 1990). Essa seção geradora é composta por folhelhos laminados intercalados com carbonatos da Formação Lagoa Feia, com espessura

variando de 100 a 300 metros, e índice médio de carbono orgânico total (TOC) entre 2% e 6% (LOPES, 2004).

Apesar dessa origem única, são observadas variações geoquímicas nos óleos, que podem estar relacionadas com a maturidade na geração ou com alterações por biodegradação e/ou lixiviação<sup>8</sup>. Existem muitos fatores que interferem nessas alterações, e podem ocorrer mudanças bruscas na qualidade do óleo mesmo em curtas distâncias, ou em um mesmo Campo, como ocorre em Roncador (PÁDUA *et al.*, 1998). Um dos fatores importantes para a biodegradação é a temperatura do reservatório, que depende principalmente da espessura das camadas de rochas acima do reservatório, ou seja, do nível de soterramento. Zonas de soterramento em torno de 2.000 m resultam em temperaturas entre 65-70 °C, reconhecidas como limite máximo para a atividade de bactérias (LOPES, 2004).

Segundo Pereira *et al.* (1984) grande parte do óleo descoberto na seção pós-sal da bacia experimentou algum tipo de alteração, tornando-se gradualmente mais pesado, viscoso e rico em enxofre. Os óleos inalterados encontrados apresentam uma densidade média de 25 °API, e os óleos extremamente biodegradados podem apresentar valores abaixo de 10 °API (LOPES, 2004).

Os teores médios de enxofre variam de 0,22% a 1,73%, enquanto o índice de acidez é baixo nos óleos inalterados (entre 0,1 e 0,3 mg KOH/g), mas chega a atingir mais de 1.5 mg KOH/g na maioria dos óleos biodegradados (GUARDADO *et al.*, 1989 *apud* LOPES, 2004).

Segundo Pinto *et al.* (2003), já foram descobertos volumes significativos de óleos pesados<sup>9</sup> e viscosos na BC, sendo que a maior parte deles está localizado em lâminas d'água acima de 1.500 m e em reservatórios rasos (baixo soterramento), que resultam em temperaturas entre 40 e 60 °C. Segundo os autores, as rochas desses reservatórios geralmente são arenitos não consolidados com alta permeabilidade, o que pode compensar a alta viscosidade do óleo em termos de produtividade dos poços.

---

<sup>8</sup> Ocorre com a passagem da água por uma acumulação de óleo ou pela movimentação do óleo por sistemas com água, durante o processo de migração das rochas geradoras para os reservatórios; geralmente os componentes mais leves do hidrocarboneto são mais solúveis em água e são removidos, reduzindo a densidade do óleo (LOPES, 2004).

<sup>9</sup> Na Bacia de Campos, óleos pesados são genericamente definidos como qualquer óleo mais pesado ou mais viscoso que o óleo do Campo de Marlim, que foi o maior produtor da bacia durante muitos anos, e produz óleo de 19 a 22 °API e viscosidade entre 4 e 8 cP em condições de reservatório (PINTO *et al.*, 2003).

## 2.2 HISTÓRICO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO EM CAMPOS MARÍTIMOS NO BRASIL: DO LITORAL NORDESTINO À BACIA DE CAMPOS

Em meados da década de 1960, as importações de petróleo chegavam a dois terços do consumo brasileiro (IBGE, 1990). Por conta disso, em 1966 a Petrobrás<sup>10</sup> decidiu direcionar os esforços exploratórios para o litoral marítimo, concretizando ideias que haviam surgido no início da década (MOURA e CARNEIRO, 1976). Uma das motivações eram as semelhanças geológicas entre as costas marítimas do Brasil e da África Ocidental, que já apresentava ricas jazidas de petróleo (MORAIS, 2013).

A decisão de iniciar a exploração nessa nova fronteira inicialmente implicou em um grande aumento de gastos como aquisições ou aluguel de plataformas de perfuração, pesquisas sobre as condições geológicas, sísmicas e gravimétricas das costas marítimas e a capacitação de recursos humanos (DIAS e QUAGLINO, 1993).

A primeira plataforma brasileira de perfuração marítima foi construída nos anos de 1967 e 1968, a Petrobras 1 (P-1), em Niterói, Rio de Janeiro (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2009). A P-1 era uma plataforma autoelevável capaz de operar em lâminas de água de até 30 metros e perfurar poços de até 4.000 metros de extensão (MORAIS, 2013).

Em 1968 foi descoberto o primeiro campo de petróleo marítimo, denominado Guaricema, na Bacia de Sergipe. Devido aos baixos preços do barril de petróleo na época, o desenvolvimento da produção do campo não seria econômico, devido aos altos investimentos em plataformas fixas e outros equipamentos específicos para a produção no mar. Ainda assim, o Estado brasileiro, por meio da Petrobrás, decidiu desenvolver o campo por conta de uma razão estratégica: aprender como produzir no mar (MORAIS, 2013).

Nos anos seguintes foram descobertos outros campos ainda na Bacia de Sergipe. Nessa região foram implantadas as primeiras Unidades Estacionárias de Produção (UEP) marítimas, que na época eram plataformas fixas em lâminas d'água entre 30 e 50m, apoiadas por navios para estocagem; os resultados obtidos na Bacia de Sergipe contribuíram para intensificar a exploração nas bacias do litoral do Nordeste, e foram

---

<sup>10</sup> Desde a sua criação, em 1953, até a promulgação da lei 9.478, em 1997, a Petrobrás detinha o monopólio das atividades de E&P no Brasil.

descobertas novas jazidas no litoral do Rio Grande do Norte (1973), Alagoas (1974), Sergipe (1974) e Ceará (1976) (MORAIS, 2013).

A exploração na BC iniciou em 1968 com a aquisição de dados sísmicos 2D (BRUHN *et al.*, 2003). O primeiro poço exploratório na Bacia de Campos (BC) foi perfurado em 1971, utilizando plataformas fixas (JUINITI *et al.*, 2003). A primeira descoberta ocorreu com a perfuração do 9º poço na bacia, em 1974, o campo Garoupa; no ano seguinte foram descobertos os campos Pargo, Badejo e Namorado, sendo esse último considerado o primeiro campo gigante do Brasil (MORAIS, 2013).

A descoberta de grandes volumes de petróleo na Bacia de Campos, em um cenário com grande dependência de derivados e altos preços do petróleo, proporcionou um grande impulso às atividades de E&P *offshore* no Brasil. Após o sucesso obtido na exploração em água rasas, a Petrobrás iniciou uma campanha exploratória em águas profundas em 1984, que resultou em descobertas como Albacora (1984), Marlim (1985), Albacora Leste (1986), Marlim Sul (1987) e Roncador (1996) (JUINITI *et al.*, 2003). Saliés (2004 apud MORAIS, 2013) divide a exploração nessa bacia até 2002 em quatro fases:

1. 1968 a 1973 - Fase inicial, em que foram feitas as primeiras avaliações sísmicas (2D) e perfurados 13 poços pioneiros, em lâmina d'água rasa.
2. 1974 a 1983 - Começa com a descoberta do Campo de Garoupa, em novembro, cujo poço pioneiro estava sob uma lâmina d'água de 124m. Com a descoberta passou-se a acreditar na existência de uma nova província petrolífera, e não apenas campos isolados. A partir de 1977 as perfurações ultrapassaram o limite de águas rasas (300m), alcançando 500m em 1982. Já contando com o auxílio da tecnologia sísmica em 3D, foram perfurados 345 poços exploratórios e descobertos 27 campos e acumulações na bacia.
3. 1984 a 1989 – O marco inicial é a descoberta do campo gigante de Albacora (1984), que foi seguida pela descoberta do Campo de Marlim (1985). Ambas faziam parte de uma campanha exploratória iniciada em 1984, em águas com profundidade acima de 500m, utilizando plataformas de perfuração com posicionamento dinâmico. Foram descobertos cerca de 20 campos e acumulações, destacando-se alguns campos com grande volume de óleo, denominados “campos gigantes”,

como Albacora Leste e Marlim Sul, em lâmina d'água entre 800 e 2600m.

4. 1990 a 2002 – Inicia com a descoberta do campo gigante de Barracuda. Destacam-se como avanços tecnológicos a técnica sísmica da migração pré-empilhamento e processamentos em alta resolução, o posicionamento por GPS e o processamento de dados a bordo. Em termos de desenvolvimento, destacam-se a perfuração do primeiro poço horizontal na Bacia de Campos (1990), e do primeiro poço horizontal em águas profundas (1994). Em 1999 iniciou a produção do Campo de Roncador, o primeiro campo produtor em águas ultraprofundas do mundo.

Para o desenvolvimento da produção nos campos localizados em águas mais profundas foi necessário empreender um grande esforço tecnológico. No início dos anos 90 a Petrobras estruturou um programa de P&D corporativo dedicado ao desenvolvimento de tecnologias para águas profundas e ultraprofundas – o PROCAP 2000 (CAETANO *et al.*, 2005). Com isso, o Brasil se tornou um dos principais países produtores em águas profundas, juntamente com os EUA e Angola (ESTRELLA, 2003).

A Tabela 3 mostra uma evolução cronológica dos principais campos marítimos descobertos até 2002. Percebe-se que após as primeiras descobertas em águas rasas, descobertas sucessivas ocorreram em águas profundas e ultraprofundas.

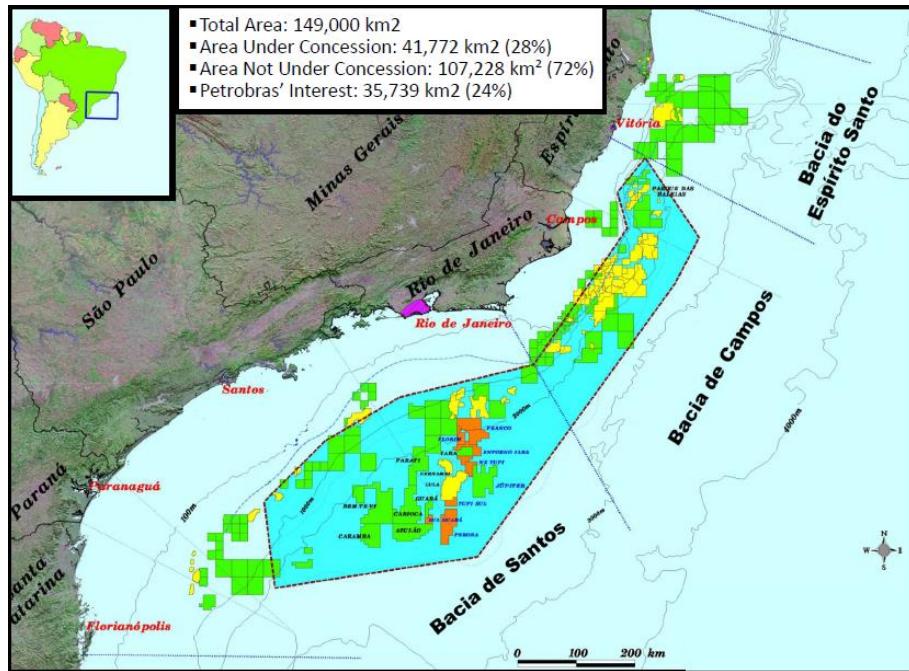
**Tabela 3 – Evolução da profundidade dos principais campos de petróleo marítimos até 2002**

Campos de petróleo	Ano da descoberta	Lâmina d'água (metros)
Guaricema	1968	28
Garoupa	1974	124
Namorado	1975	140 - 250
Badejo	1975	100
Enchova	1976	120 - 160
Pampo	1977	117
Bonito	1977	190
Marimbá	1983	380 - 490
Albacora	1984	150 - 1.100
Marlim	1985	650 - 1.050
Albacora Leste	1986	800 - 2.000
Marlim Leste	1987	1.251
Marlim Sul	1987	800 - 2.600
Barracuda	1989	600 - 1.100
Caratinga	1994	850 - 1.350
Espadarte	1994	750 - 1.500
Roncador	1996	1.500 - 1900
Jubarte	2002	1.250 – 1.400

Fonte: MORAIS, 2013.

No dia 08 de novembro de 2007 a Petrobras divulgou uma nota informando que concluiu a análise dos testes de formação do segundo poço (1-RJS-646) numa área denominada Tupi, atual Campo de Lula, na Bacia de Santos, estimando um volume recuperável de óleo leve de 28 °API entre 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural (BARBASSA, 2007). Na mesma nota, a Petrobras informava que também havia feito uma avaliação regional do potencial petrolífero do pré-sal, e que já haviam sido realizados testes em poços nas bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, indicando uma alta produtividade de petróleo leve e de gás natural. Por fim, foi realizada a seguinte descrição para os reservatórios:

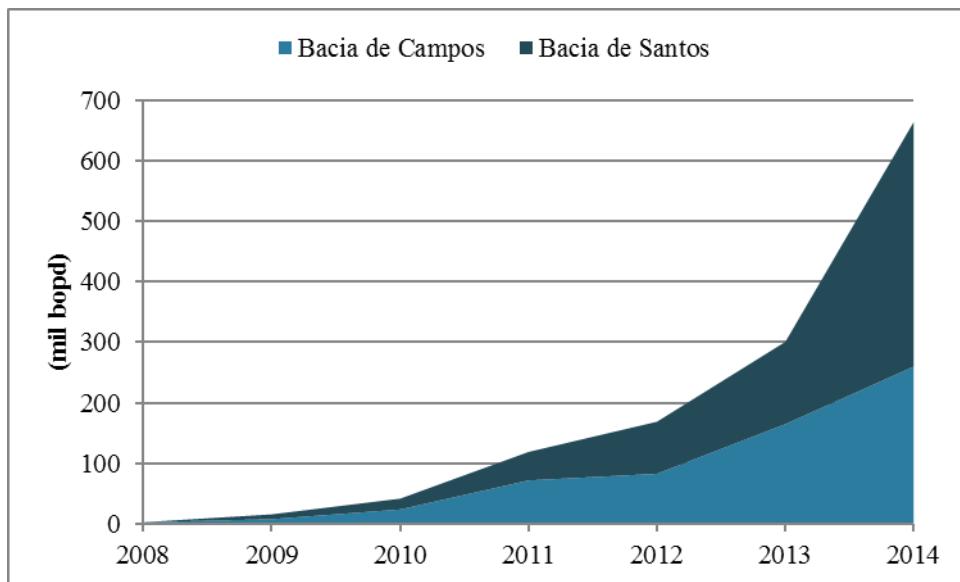
*“As rochas do Pré-sal são reservatórios que se encontram abaixo de uma extensa camada de sal, que abrange o litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, ao longo de mais de 800 km de extensão por até 200 km de largura, em lâmina d’água que varia de 1.500m a 3.000m e soterramento entre 3.000 e 4.000 metros.”*  
(BARBASSA, 2007)



**Figura 5 – Localização da província do pré-sal.**

Fonte: GABRIELLI AZEVEDO, 2011.

Como pode ser verificado na Figura 5, apesar de as primeiras descobertas e os maiores reservatórios encontrados se localizarem na Bacia de Santos, também existe uma grande área da província do pré-sal na Bacia de Campos. O início da produção do pré-sal na Bacia de Campos ocorreu no Campo de Jubarte em setembro de 2008, apenas quatro meses após o começo da produção na Bacia de Santos, no Campo de Lula (OLIVEIRA, 2008). A infraestrutura existente das UEP já instaladas foi aproveitada para a interligação dos poços perfurados nesses novos reservatórios, com nas plataformas P-48, P-53, P-58, FPSO Cidade de Niterói e FPSO Capixaba (FRAGA *et al.*, 2015). Com isso, a produção nos reservatórios do pré-sal da Bacia de Campos também teve um grande crescimento, alcançando uma média de 260 mil bopd em 2014 (Figura 6).

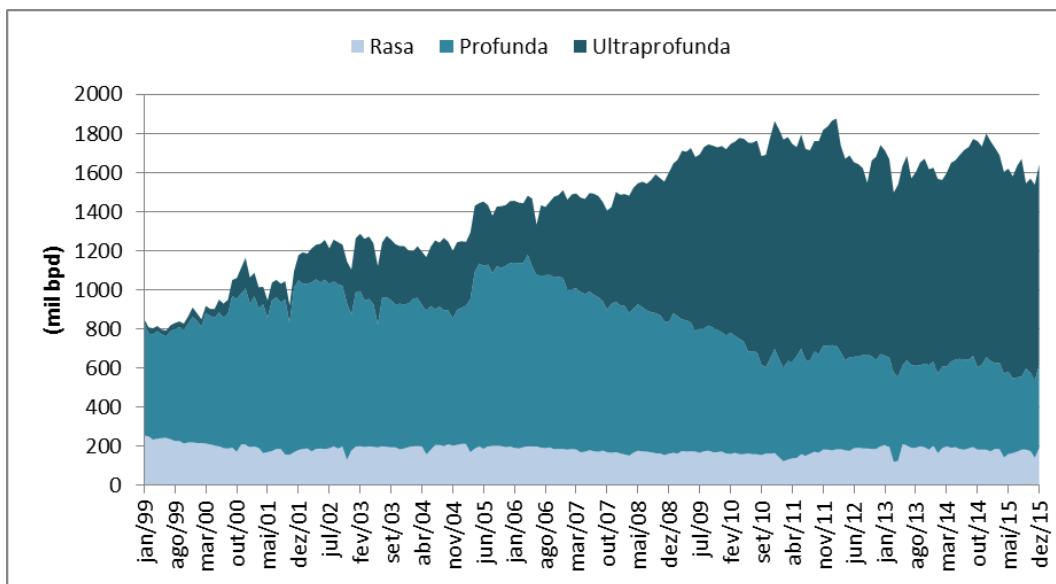


**Figura 6 – Produção média de óleo nos reservatórios do pré-sal das bacias de Campos e Santos.**

Fonte: Baseado em FRAGA *et al.*, 2015.

Na Figura 7 é mostrada a evolução da produção de óleo e condensado na Bacia de Campos, considerando as diferentes profundidades de lâmina d’água (LDA) dos campos. Foi adotado o mesmo critério que Lopes (2004):

- Rasa: até 400m;
- Profunda: entre 400 e 1000m;
- Ultraprofunda: maior que 1000m.



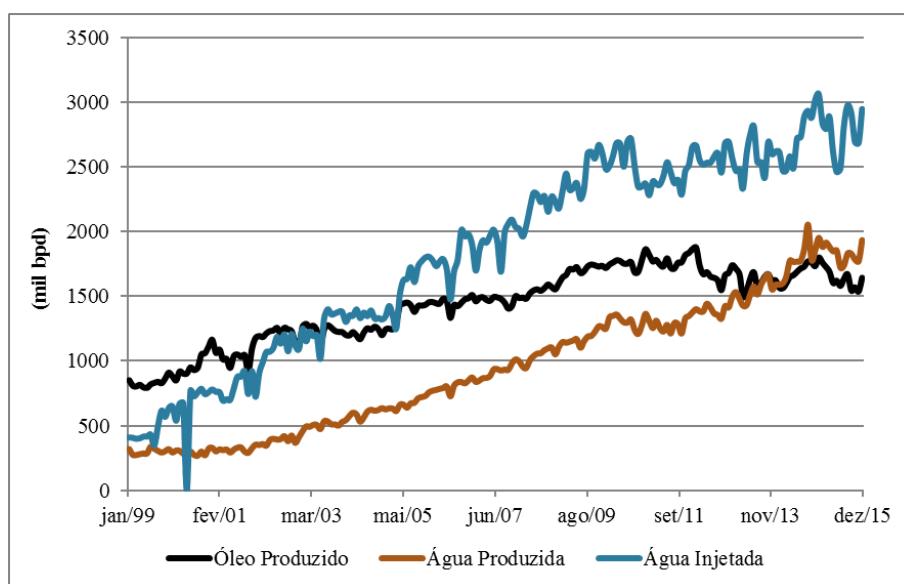
**Figura 7 – Evolução da produção de óleo e condensado na Bacia de Campos, por LDA.**

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

O principal método de recuperação secundária utilizado na Bacia de Campos é injeção de água. Considerando os dados de 1999 a 2015, ela foi utilizada em 34 dos 53

campos que já apresentaram alguma produção<sup>11</sup> (ANP, 2016a). Esses 34 campos foram responsáveis por 96% do óleo produzido no período.

Além do óleo cru e do gás, os poços produtores podem conter uma fração de água, denominada água produzida, que pode estar associada tanto à água injetada quanto à água que já estava presente nos reservatórios antes do início da produção, a água de formação. A Figura 8 mostra o histórico das vazões de óleo, água produzida e água injetada na Bacia de Campos. Percebe-se que a vazão de água produzida tem crescido bastante, sendo que desde 2014 ultrapassou a vazão de óleo cru.



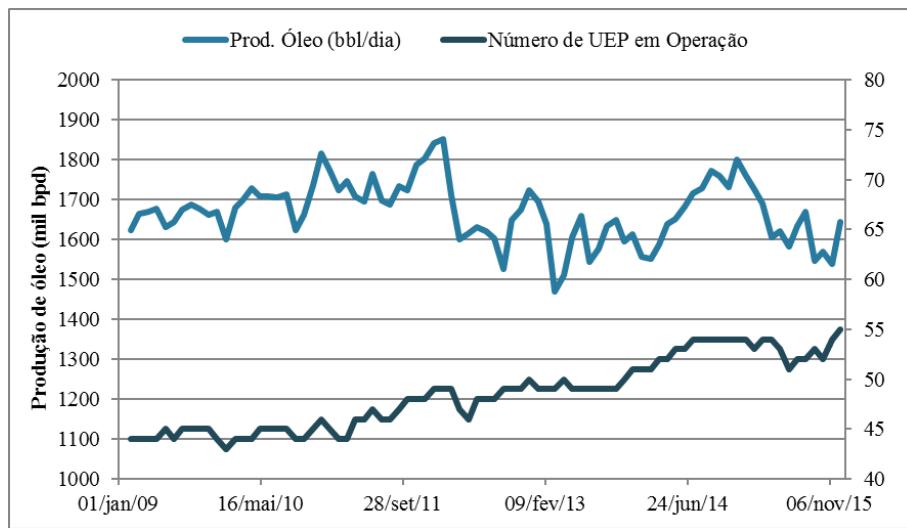
**Figura 8 – Dados históricos de produção e injeção da Bacia de Campos.**

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

Também nota-se que o valor mais alto da produção de óleo foi atingido em fevereiro de 2012. Desde então houve algumas oscilações, sendo que houve um aumento da produção em 2014, atingindo um segundo pico no mês de dezembro. Durante esse período houve um aumento do número de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) em operação com alguma produção associada<sup>12</sup> (Figura 9). Em todo caso, verifica-se uma tendência de declínio da produção total da bacia em 2015.

<sup>11</sup> Os campos Abalone e Nordeste de Namorado não estão produzindo desde mai/2010 e nov/2001, respectivamente; os outros 51 campos apresentam dados de produção até 2015 (ANP, 2016a). O Campo Nordeste de Namorado está em processo de devolução (ANP, 2016b).

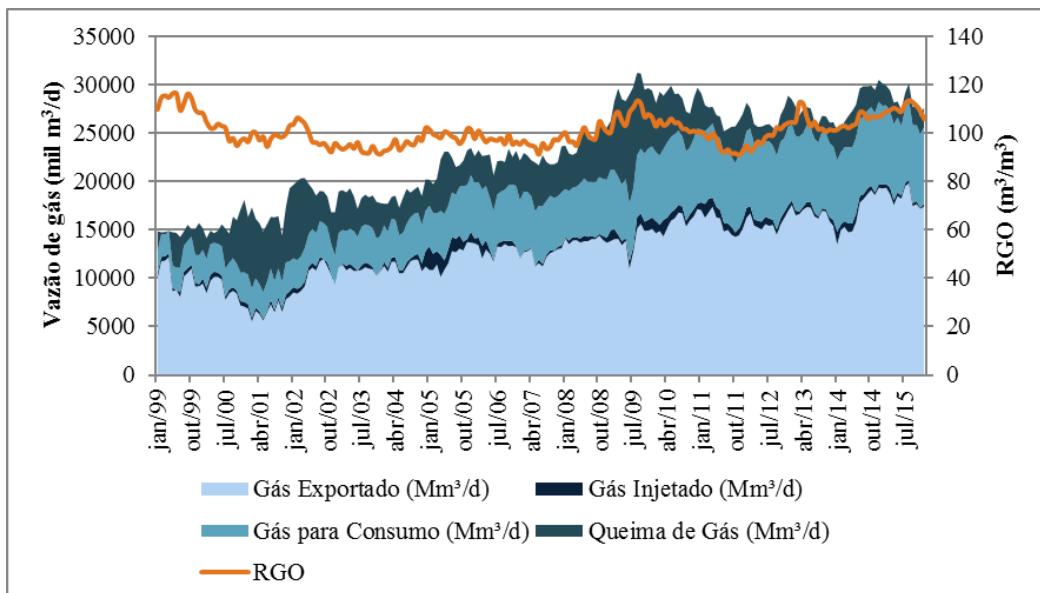
<sup>12</sup> Há unidades que estão em operação, mas que não possuem produção associada, como a Plataforma de Rebombeio Autônoma 1 (ANP, 2016c).



**Figura 9 – Produção de óleo e número de UEP em operação na Bacia de Campos.**

Fonte: Baseado em ANP (2016c, 2016d).

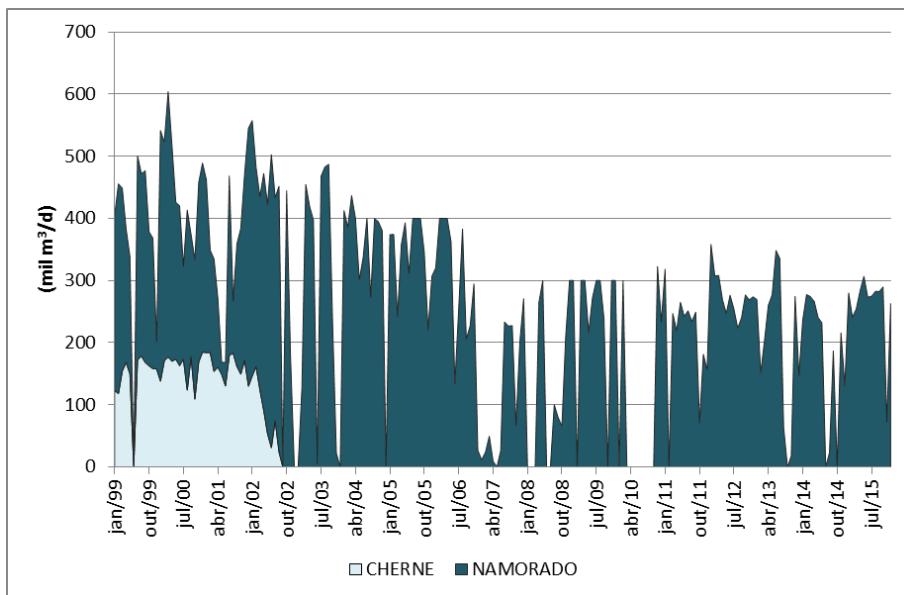
A vazão total de gás produzido na Bacia de Campos em grande medida acompanha a vazão de óleo. Como pode ser observado na Figura 10, a Razão Gás Óleo (RGO) total da bacia oscilou um pouco, mas permaneceu entre 90 e 120 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. A proporção de gás usado para consumo em relação ao total produzido era de 15% nos primeiros meses de 1999 e apresentou uma tendência geral de aumento, chegando a 29% em novembro e dezembro de 2015. A proporção de gás queimado nas UEP era de 14% em janeiro de 1999, chegou a atingir um máximo de 49% em fevereiro de 2001, e apresenta uma tendência de queda nos últimos anos, sendo que em 2015 oscilou entre 6 e 8%.



**Figura 10 – Dados históricos referentes à movimentação de gás na Bacia de Campos.**

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

Outro dado apresentado na figura anterior é o volume de gás injetado. Sua proporção em relação ao total produzido na maior parte do tempo oscilou entre 1 e 3%, sendo que chegou a atingir 12% em janeiro de 2005. Há duas finalidades para o gás injetado, auxiliar na recuperação secundária ou armazenamento geológico. A Figura 11 apresenta as vazões de gás injetado para recuperação secundária dos Campos de Cherne e Namorado<sup>13</sup>. Nesses dois campos não é realizada injeção de água, mas apresentam grandes vazões de água produzida, superiores às vazões de óleo em 2015. Portanto, é possível inferir que nos dois casos existem aquíferos auxiliando a produção dos reservatórios.

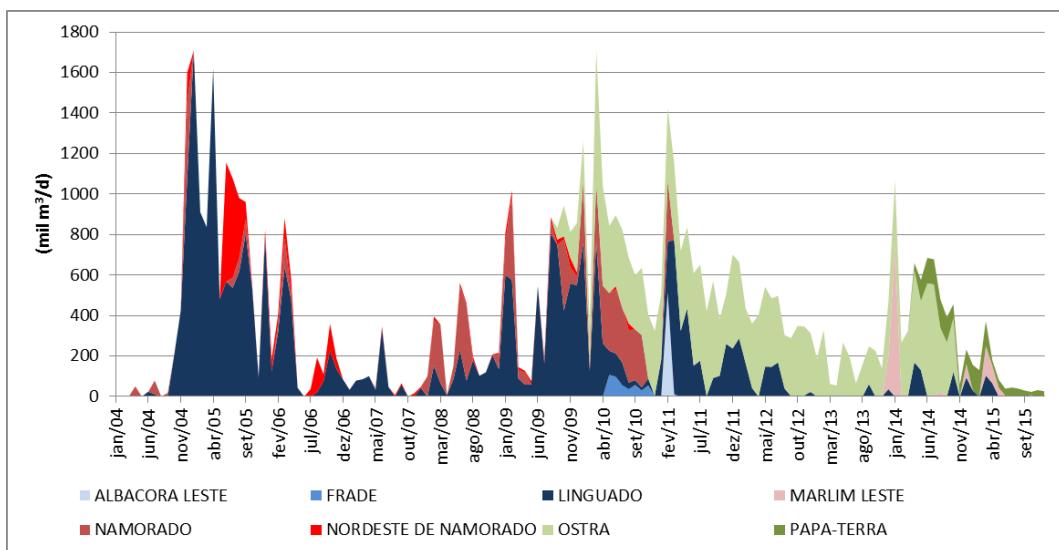


**Figura 11 – Dados históricos de gás injetado para recuperação secundária.**

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

As vazões de injeção para armazenamento são apresentadas na Figura 12. Além dos 8 campos mostrados, há registros de injeção para os Campos de Badejo, Trilha e Pampo, em março e abril de 2015.

<sup>13</sup> Além desses 2 campos, há registro de injeção no Campo de Corvina, durante apenas 1 mês e no campo Nordeste de Namorado, de janeiro a maio de 2005. No entanto, nesse período não há qualquer produção registrada para esse campo, portanto esses dados não foram considerados.

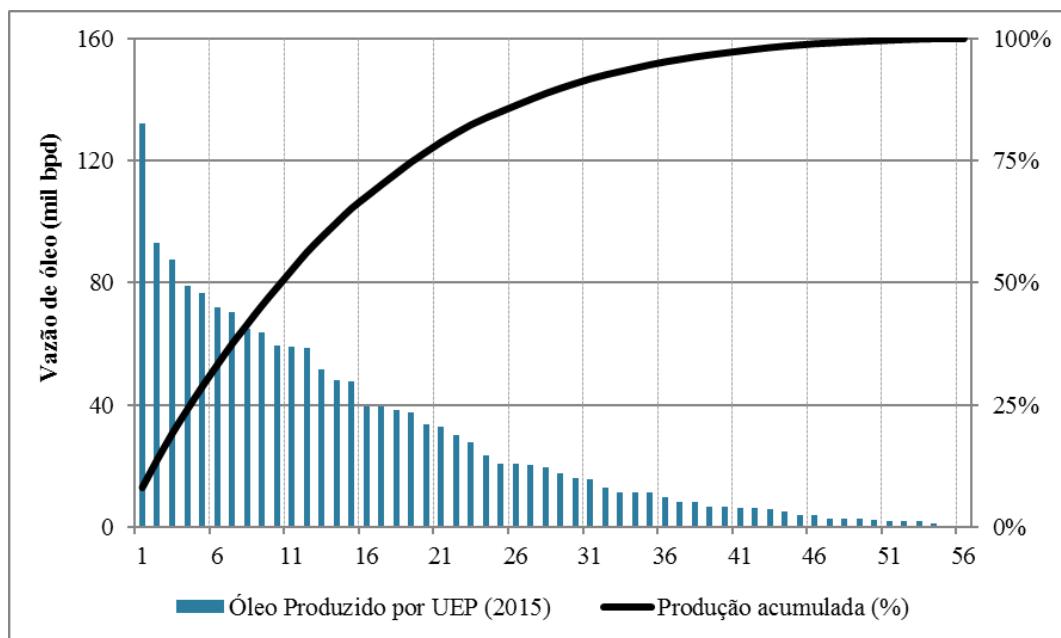


**Figura 12 – Dados históricos de gás injetado para armazenamento.**

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

### 2.3 SITUAÇÃO ATUAL DA PRODUÇÃO NA BACIA DE CAMPOS

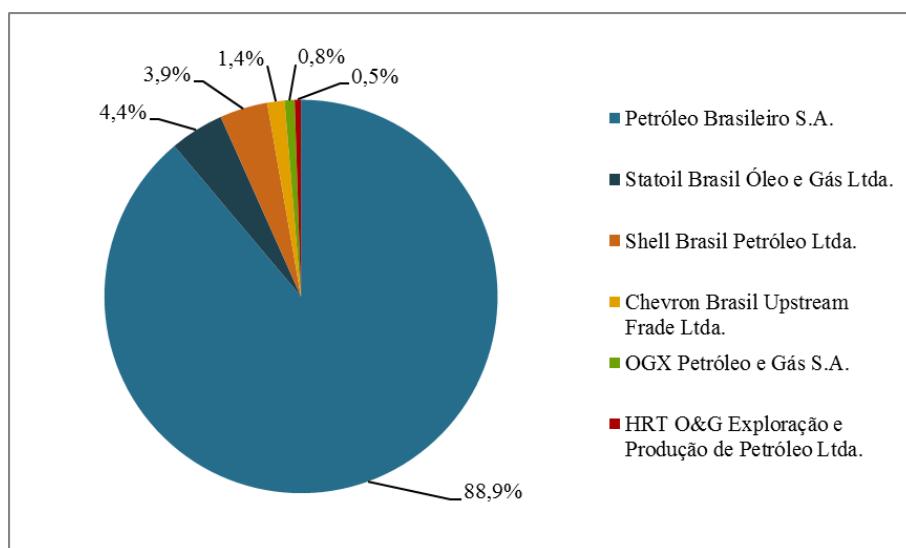
De acordo com dados da ANP (2016a), a Bacia de Campos é a principal região produtora do país, e foi responsável por 67% da produção de óleo e condensado do país em 2015, com um total de 51 campos em produção. Ela conta atualmente com 65 UEP – Unidades Estacionárias de Produção em operação (ANP, 2016d), sendo que 56 tiveram alguma produção associada em 2015 (ANP, 2016c). A Figura 13 a produção da cada uma das 56 UEP, e pode-se observar as 10 maiores produtoras foram responsáveis por metade da produção em 2015.



**Figura 13 – Produção de óleo das UEP da BC em 2015.**

Fonte: Baseado em ANP (2016c, 2016d).

A Figura 14 apresenta os dados referentes à produção de óleo e condensado em 2015 por empresas operadoras. Mesmo após o fim do monopólio, é importante ressaltar que Petrobras permanece como a empresa principal do setor e há apenas 6 empresas operando na bacia.



**Figura 14 – Produção de óleo e condensado da Bacia de Campos em 2015, por empresas operadoras.**

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

A Tabela 4 apresenta a produção considerando as rodadas de concessão (BID). É interessante destacar que 94% da produção atual da Bacia de Campos refere-se a blocos licitadas no BID 0, também conhecida como “Rodada Zero”. Essa rodada ratificou os

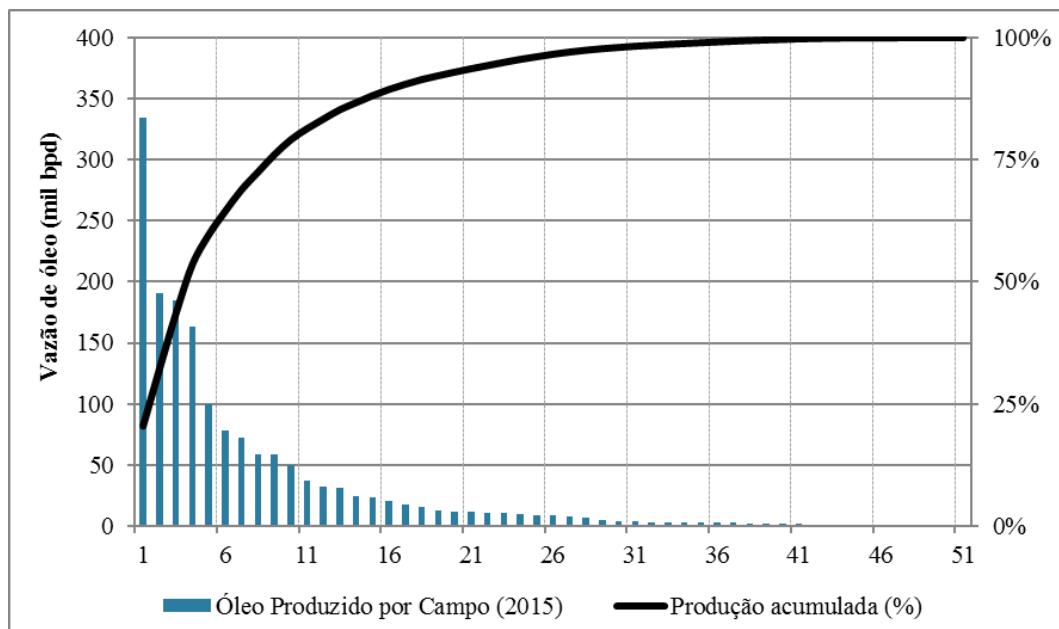
direitos da Petrobras sobre os campos que se encontravam em produção, além de garantir os direitos por três anos para prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento nos blocos em que a estatal tivesse realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração (ANP, 2016e). É importante destacar também os 35 campos cujas concessões vencem em 2025, que produziram mais de 1 milhão de bpd em 2015. A Petrobras é a operadora de 32 desses campos, e em 2014 solicitou à ANP a renovação de todos os contratos da Rodada Zero (NOGUEIRA, 2015).

**Tabela 4 – Dados referentes à produção de 2015 da Bacia de Campos, por rodada de concessão.**

Rodada	Vencimento da Concessão	Campos	Produção de óleo e condensado (mil bpd)
BID 0 (1998)	2025	35	1.060,2
	2026-2030	11	472,5
BID 2 (2000)	2032-2034	2	80,9
BID 7 (2005)	2039	1	4,9
BID 9 (2007)	2039	2	13,4

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

A Figura 15 apresenta a produção dos 51 campos em operação na BC em 2015. Os 10 maiores campos produtores concentram 79% da produção de óleo, e os 20 maiores 93%.

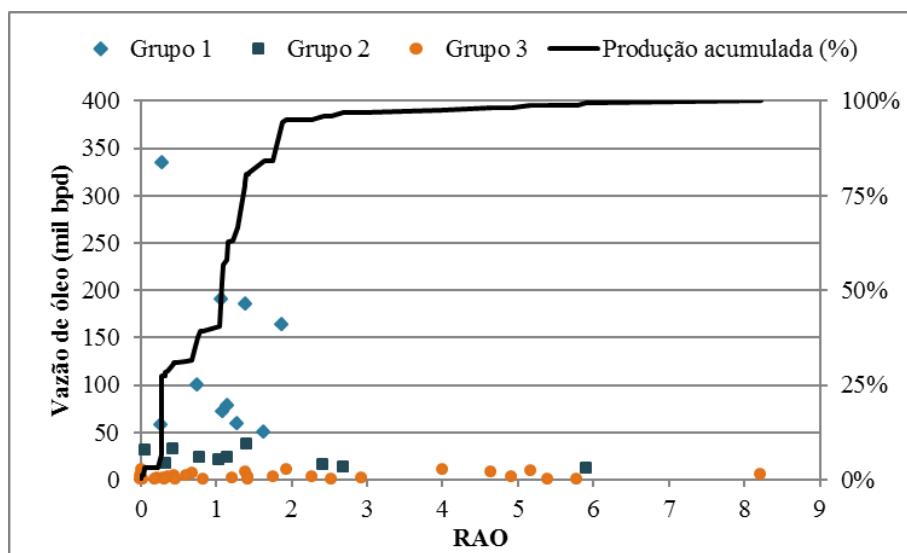


**Figura 15 – Produção de óleo dos campos da BC em 2015.**

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

Para os próximos 3 gráficos os campos foram divididos em 3 grupos. No grupo 1 estão os 10 campos com maior produção em 2015. O grupo 2 é formado por mais 10 campos, do 11º ao 20º maior produtor. O grupo 3 é formado pelos 31 campos restantes. Em todos os gráficos são mostradas as produções de óleo de cada campo e a produção acumulada nos eixos verticais. Nos eixos horizontais são indicados valores médios de razão água óleo (RAO), densidade do óleo (°API) e lâmina d'água do campo (LDA).

A RAO é a razão entre a vazão produzida de água e a vazão produzida de óleo cru, e é uma grandeza adimensional. Como pode ser observado na Figura 16, a maior parte da produção está concentrada em campos com RAO entre 0,2 e 1,9. Essa faixa engloba todos os campos do grupo 1 e a maior parte do grupo 2. O valor médio da RAO ponderada pela produção de cada campo é igual a 1,12, ou seja, o volume de água produzido nos campos da BC foi 12% maior que o volume de óleo em 2015. Por fim, é importante destacar que 29 campos apresentaram RAO maior que 1, sendo que esses campos foram responsáveis por 61% da produção de óleo em 2015.

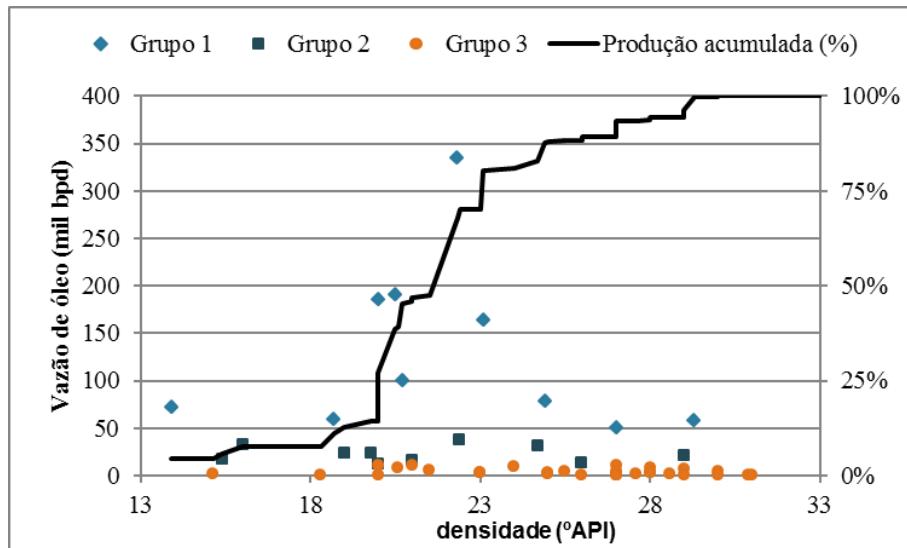


**Figura 16 – Produção de óleo x RAO para os 51 campos da BC em 2015.**

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

A Figura 17 apresenta da distribuição da produção dos campos em relação à densidade do óleo cru produzido. É importante ressaltar que os valores de densidade são valores médios para o campo, obtidos a partir da ANP (2016a). Em alguns casos pode haver variações significativas em um mesmo campo, como no caso de Roncador, em que a densidade varia de 18 a 31 °API (LOPES, 2004). Mesmo considerando os valores médios, existe uma grande variação no tipo de óleo dos reservatórios da bacia, desde 13,9 °API (Peregrino) até 31,0 °API (Trilha), sendo que 80% do óleo foi produzido em

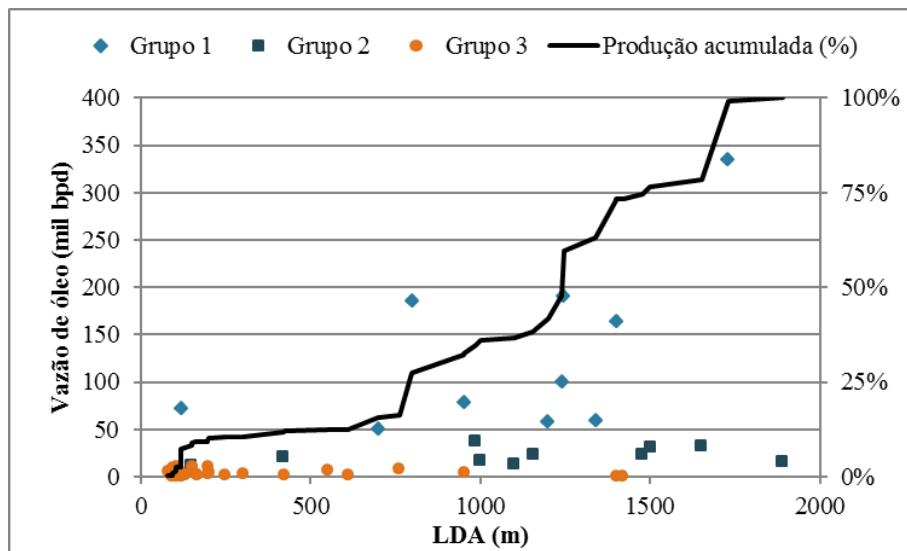
campos com até 24 °API e o valor médio da densidade ponderada pela produção de cada campo é igual a 21,8 °API.



**Figura 17 – Produção de óleo x densidade para os 51 campos da BC em 2015.**

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

A Figura 18 apresenta da distribuição da produção dos campos em relação à lâmina d'água (LDA) dos campos. É importante fazer uma ressalva de que esses valores de LDA são valores médios para o campo, obtidos a partir da ANP (2016a). Muitos campos apresentam variações significativas, como no Campo de Marlim Sul, cuja LDA varia de 800 a 2600 metros (FIGUEIREDO JÚNIOR *et al.*, 2007). De qualquer forma, considerando os valores médios fornecidos pela ANP, apenas 11% da produção de óleo ocorreu em 27 campos localizados em LDA rasa (até 400 m), 25% em 11 campos localizados em LDA profunda (entre 400 e 1000 m) e 64% em 15 campos localizados em LDA ultraprofunda (acima de 1000 m). O valor médio da LDA ponderada pela produção de cada campo é igual a 1155 m.



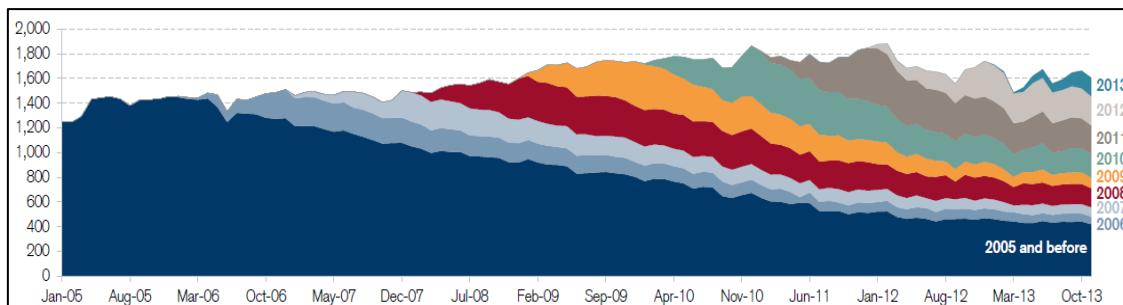
**Figura 18 – Produção de óleo x LDA para os 51 campos da BC em 2015.**

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

Esses três gráficos auxiliam na compreensão da situação dos campos produtores da BC como um todo. A RAO maior que um, tanto para a média de todos os campos como para 29 dos 51, são fortes indicadores de que a maior parte da produção da bacia está associada a campos maduros. Além disso, se analisarmos o histórico dos últimos anos da Figura 4, que mostra uma tendência de crescimento da vazão de água produzida e redução da vazão de óleo, concluímos que essa condição deve se intensificar nos próximos anos. Os dados da Figura 17 indicam que a maior parte do óleo produzido possui densidade entre 18 e 24 °API, ou seja, entre óleos pesados e médios. É importante ressaltar que em relação à recuperação a viscosidade do óleo em condições de reservatório é mais importante que sua densidade. De forma geral, óleos pesados também são mais viscosos, mas nem sempre isso acontece. Por exemplo, o campo Marlim apresenta óleos com densidade entre 19 e 22 °API e viscosidade de 4 a 8 cP em condições de reservatório (PINTO *et al.*, 2003). Em relação à LDA, observa-se que os maiores campos produtores estão localizados em águas ultraprofundas. Como será discutido adiante ainda neste capítulo, a LDA é um fator importante para explicar a taxa de declínio dos campos marítimos, sendo que os campos localizados em águas mais profundas possuem os maiores declínios (IEA, 2008; SÄLLH *et al.*, 2015).

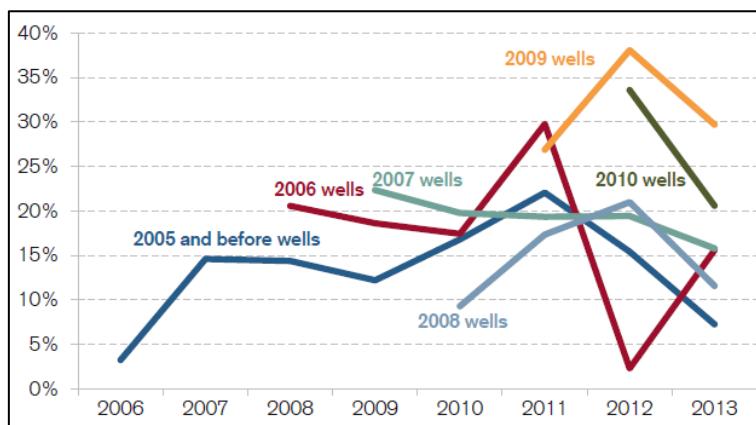
Canheu e Sobreira (2014) analisaram os perfis de produção de poços na Bacia de Campos, a partir dos dados divulgados pela ANP. Eles chegaram à conclusão de que os

poços mais recentes apresentavam taxas de declínio<sup>14</sup> maiores. Por exemplo, os poços que iniciaram a produção em 2009 e 2010 apresentaram taxas de declínio médias de 30 e 27% ao ano, respectivamente. Os poços que iniciaram a produção de 2005 a 2008 tiveram taxas de declínio médias entre 13% e 19% ao ano. A Figura 19 mostra a produção total de óleo na BC, segundo o ano de início de produção dos poços, e a Figura 20 mostra a taxa de declínio em cada ano. Nesta última figura é possível verificar que a maior parte dos poços apresentou uma redução na taxa de declínio em 2013. Canheu e Sobreira citam o Programa de Aumento da Eficiência Operacional (PROEF) da Petrobras como um dos motivos para essa redução.



**Figura 19 – Produção de óleo poços da Bacia de Campos (milhares de barris por dia), segundo o ano de início de produção.**

Fonte: CANHEU e SOBREIRA, 2014.



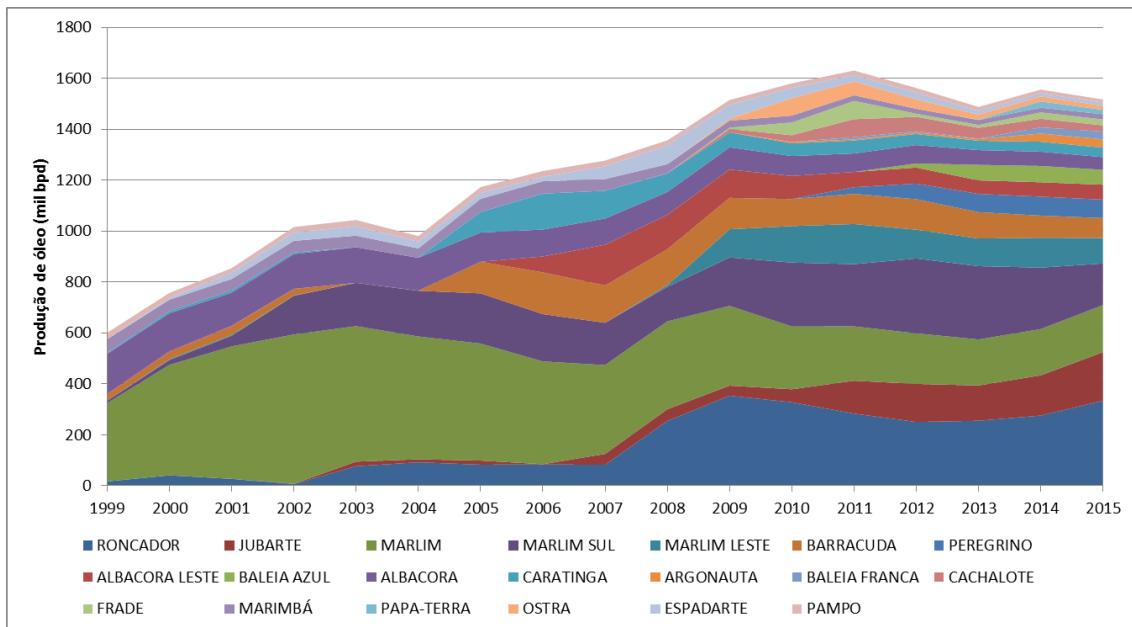
**Figura 20 – Taxas de declínio dos poços da Bacia de Campos, segundo o ano de início de produção.**

Fonte: CANHEU e SOBREIRA, 2014.

Outra forma de analisar o declínio de produção é através dos dados da produção total do campo. A desvantagem dessa forma é que podem ser considerados períodos com diferentes números de poços, unidades de produção ou até mesmo diferentes reservatórios em produção para um mesmo campo. Em todo caso, com essa

<sup>14</sup> Canheu e Sobreira (2014) afirmam que para analisar de forma técnica as taxas de declínio é necessário se basear nos dados da produção por reservatório. No entanto, os dados públicos divulgados pela ANP não permitem fazer essa análise por reservatório, nem diferenciar entre causas geológicas e a eficiência operacional. Portanto, indicam que a análise apresentada por eles é uma versão simplificada da realidade.

metodologia é possível ter uma noção de declínio mais ampla, por projetos de desenvolvimento do campo. A Figura 21 mostra o histórico de produção dos 20 maiores campos produtores em 2015.



**Figura 21 – Histórico de produção de óleo dos 20 maiores campos produtores da BC em 2015.**

Fonte: Baseado em ANP (2016a).

A partir desses dados, foi calculada uma taxa de declínio anual média entre o ano do pico de produção e 2015 (Tabela 5). Mais uma vez é importante ressaltar que pode haver variações significativas nos valores de Lâmina d'água (LDA) e densidade do óleo (°API).

**Tabela 5 – Dados de produção referentes aos 20 maiores campos produtores da BC em 2015.**

Campo	VOOIP (MM boe)	LDA (m)	Densidade do óleo (°API)	Início da produção	Pico de produção	Prod. no pico (mil bopd)	Prod. em 2015 (mil bopd)	Taxa de Declínio Anual (até 2015)
Roncador	6960 <sup>1</sup>	1730	22,3	1999	2009	353,7	334,4	N.A.
Jubarte	*	1246	20,5	2002	2015	190,5	190,5	N.A.
Marlim	6510 <sup>2</sup>	800	20,0	1991	2002	586,3	185,0	8,5%
Marlim Sul	8290 <sup>1</sup>	1400	23,1	1994	2012	294,1	163,2	17,8%
Marlim Leste	4140 <sup>1</sup>	1240	20,7	2000	2011	157,4	99,9	10,8%
Barracuda	2330 <sup>3</sup>	952	24,9	1997	2006	163,9	78,4	7,9%
Peregrino	2296 <sup>1</sup>	120	13,9	2011	2014	74,5	72,5	N.A.
Albacora Leste	3640 <sup>1</sup>	1340	18,7	1998	2007	159,9	58,6	11,8%
Baleia Azul	987 <sup>1</sup>	1200	29,3	2012	2014	64,1	58,4	8,9%
Albacora	2664 <sup>3</sup>	700	27,0	1987	1999**	156,9	49,9	6,9%
Caratinga	1070 <sup>3</sup>	987	22,4	1997	2006	141,2	37,1	13,8%
Argonauta	1443 <sup>4</sup>	1651	16,0	2010	2015	32,5	32,5	N.A.
Baleia Franca	220 <sup>1</sup>	1500	24,7	2010	2015	30,9	30,9	N.A.
Cachalote	805 <sup>1</sup>	1478	19,0	2008	2011	70,6	24,0	23,6%
Frade	335-1511 <sup>5</sup>	1155	19,8	2009	2011	71,5	23,3	24,4%
Marimbá	1030 <sup>6</sup>	420	29,0	1985	1999**	53,8	20,5	5,9%
Papa-Terra	3264 <sup>1</sup>	1000	15,4	2013	2014	24,8	17,4	29,9%
Ostra	333 <sup>1</sup>	1890	21,0	2009	2010	68,3	15,7	25,5%
Espadarte	-	1100	26,0	2000	2008	74,2	12,9	22,1%
Pampo	1260 <sup>3</sup>	150	20,0	1998	1999**	25,6	12,0	4,6%

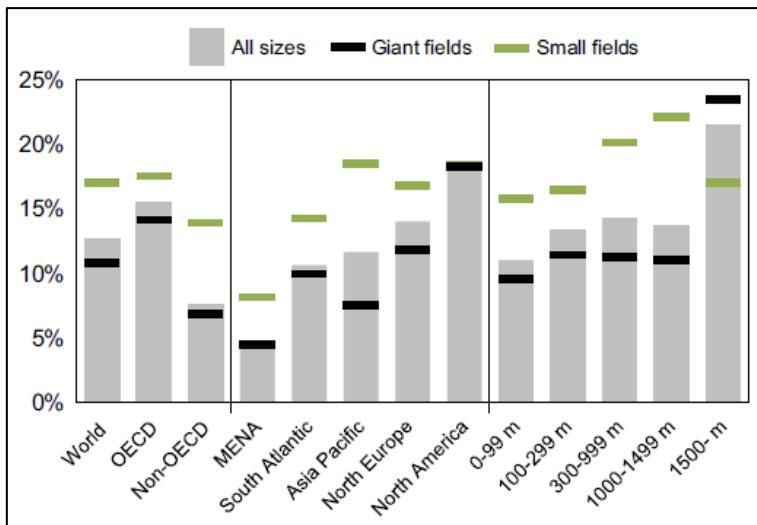
Notas: \* Não foram encontrados dados relativos ao Campo de Jubarte. Em Daher Jr *et al.* (2007) é mencionado um valor de 700 MM bbl para a reserva associada ao óleo de 17 °API, mas o campo também produz óleos leves em reservatórios do pré-sal (ANP, 2014).. \*\* A ANP (2016a) disponibiliza os dados apenas a partir de 1999, e para os Campos de Albacora, Marimbá e Pampo esse foi o ano com maior produção; portanto, para esses casos o ano de pico foi considerado como 1999. N.A.: não aplicável.

Fontes: 1- ALVES, 2007. 2- ANP, 2015a. 3- LOPES, 2004. 4- ANP, 2015b. 5- BERGERON e PARVEZ, 2007. 6- ANP, 2015c. Demais dados: ANP, 2016a.

Para os três campos que apresentaram o pico de produção em 2015 (Jubarte, Argonauta e Baleia Franca) não foi possível calcular a taxa de declínio. Além disso, os Campos de Roncador e Peregrino não apresentam declínios representativos. No caso de Roncador, observa-se na Figura 21 que a partir de 2013 houve um aumento na produção do campo, devido ao início da produção das plataformas P-55 e P-62 (ANP, 2016c). No caso de Peregrino, o pico foi alcançado em 2014, e a produção foi muito próxima à de 2015. Portanto, é possível que o campo ainda não tenha entrado efetivamente na fase de declínio. Desconsiderando esses cinco campos (Jubarte, Argonauta, Baleia Franca, Roncador e Peregrino), a taxa de declínio média para os 15 campos restantes, ponderada pela produção de cada um em 2015, foi de 12,6%.

De acordo com a IEA (2008), os fatores mais importantes para explicar as taxas de declínio dos campos são o seu tamanho e sua localização. Campos pequenos atingem o pico de produção mais cedo e declinam mais rápido que os campos maiores. Em relação à localização, os campos marítimos localizados em águas profundas, apesar de geralmente possuírem grandes reservas, possuem um perfil de produção semelhante aos campos pequenos. A IEA atribui esse fato em parte à necessidade de os operadores dos campos marítimos anteciparem a produção como forma de justificar os altos investimentos iniciais. Além disso, o estudo da IEA mostra que a média mundial da taxa de declínio vem aumentando ao longo dos anos, saindo de 5,9% ao ano na década de 70 para 10,6 a 12,6% ao ano nas décadas de 90 e 2000. Para os campos marítimos em águas profundas, a taxa de declínio média encontrada foi 13,3%.

Sällh *et al.* (2015) investigaram parâmetros de produção em campos marítimos, de acordo com o tamanho, a região e a lâmina d'água. Em relação ao tamanho, foram utilizadas duas categorias, sendo considerados campos pequenos aqueles com últimos recursos recuperáveis (URR) abaixo de 500 milhões de barris, e campos gigantes os que tivessem URR acima de 500 milhões de barris ou uma produção diária acima de 100 mil bpd durante pelo menos um ano. A Figura 22 apresenta os resultados encontrados para as taxas de declínio. A média ponderada pela produção encontrada para campos de todos os tamanhos foi de 13%, sendo 17% para os campos pequenos e 11% para os campos gigantes. É importante destacar os valores mais altos para campos com lâmina d'água acima de 1.500m, sendo que é a única categoria em que os campos gigantes apresentam declínios maiores. Os autores do estudo alertam que nessa categoria havia apenas dados referentes a 22 campos, sendo apenas 5 gigantes, o que aumenta a incerteza dos resultados.



**Figura 22 – Taxa de declínio média para campos marítimos, ponderada pela produção.**

Fonte: SÄLLH *et al.*, 2015.

Para os cálculos de taxa média de declínio dos campos da BC (Tabela 5), foi utilizada a mesma metodologia que Sällh *et al.* (2015) e que a IEA (2008), portanto é possível realizar uma comparação entre eles. Inicialmente verificamos que a taxa média de declínio ponderada pela produção dos 15 campos da BC foi igual a 12,6% ao ano. Esse resultado é muito próximo ao obtido por Sällh *et al* (2015), que encontrou uma taxa média de 13,0% ao ano, considerando 510 campos marítimos de todos os tamanhos. No entanto, praticamente todos os campos da BC são considerados gigantes, segundo os critérios de Sällh *et al.* Desconsiderando os Campos de Ostra (VOOIP igual a 333 MM boe) e Espadarte (VOOIP não encontrado, e pico de produção menor que 100 mil bpd), a média para os campos gigantes da BC é de 12,3%, superior aos 11% calculados por Sällh *et al* para os 118 campos nessa categoria. Além disso, praticamente todos os 20 campos da BC estão em águas profundas ou ultraprofundas. Desconsiderando os Campos de Pampo e Peregrino, a média para os campos em águas profundas da BC é de 12,7%, inferior aos 13,3% calculados pela IEA (2008).

Os declínios calculados por Canheu e Sobreira (2014), considerando a produção por poços, são significativamente superiores aos calculados a partir da produção total dos campos. Não foram encontrados outros estudos que calculassem os declínios dessa forma em outras regiões do mundo para realizar uma comparação.

Destarte, fazendo uma síntese dos principais aspectos discutidos nesse capítulo, verificamos que a maior parte das reservas da Bacia de Campos encontra-se em reservatórios turbidíticos, com excelentes condições permoporosas. Foram calculados

valores médios de algumas características dos campos, ponderados pela produção de óleo em 2015, obtendo-se 1155 metros para a lâmina d'água, 1,12 para a RAO e 21,8 °API para a densidade do óleo produzido. Além disso, analisando os 20 maiores campos produtores, que foram responsáveis por 93% da produção de óleo em 2015, foi observado que apenas 2 estão em águas rasas e a maior parte possui um VOOIP superior a 500 MM boe, podendo ser considerados campos gigantes segundo os critérios de Sällh *et al* (2015). Foi possível calcular o declínio para 15 campos (responsáveis por 52% da produção de óleo em 2015), que apresentaram taxas anuais entre 4,6% e 29,9% (Tabela 5), com uma média de 12,6%. Mesmo com uma média próxima a valores calculados para outros campos marítimos em condição semelhante, são taxas elevadas. Os elevados valores de VOOIP, as altas taxas de declínio assim como elevados valores de RAO são fatores que justificam a investigação dos métodos de recuperação melhorada, que serão discutidos no próximo capítulo.

### 3 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO

Este capítulo trata dos métodos de recuperação melhorada, iniciando por um panorama geral da aplicação das tecnologias no mundo, até o caso particular dos campos marítimos na Bacia de Campos. Na primeira seção são realizadas breves descrições de cada tecnologia, identificando as principais regiões produtoras e discutindo aplicações emblemáticas. Na seção seguinte são apresentados os casos de projetos realizados em campos marítimos e são realizadas comparações com as aplicações em campos terrestres. Na última seção foram selecionadas duas tecnologias para realizar os estudos de caso em um modelo de simulação representativo de um reservatório da Bacia de Campos, a partir das características dos campos levantadas no capítulo anterior e de critérios de seleção para tecnologias de EOR em campos marítimos.

#### 3.1 SITUAÇÃO DA RECUPERAÇÃO MELHORADA NO MUNDO

Segundo a Agência Internacional de Energia, os métodos de EOR têm um potencial de desenvolver 300 bilhões de barris adicionais às reservas dos reservatórios convencionais, mas algumas barreiras como a complexidade dos projetos e a falta de capacitação necessária na indústria podem reduzir esse potencial (IEA, 2013a). De acordo com um levantamento feito pela Agência, a maior parte maior parte das tecnologias de EOR possuía um custo entre 20 e 80 US\$/bbl (Figura 23).

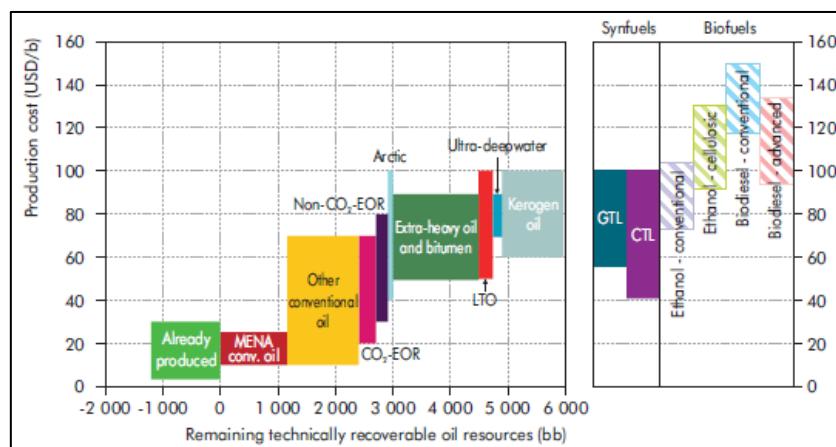
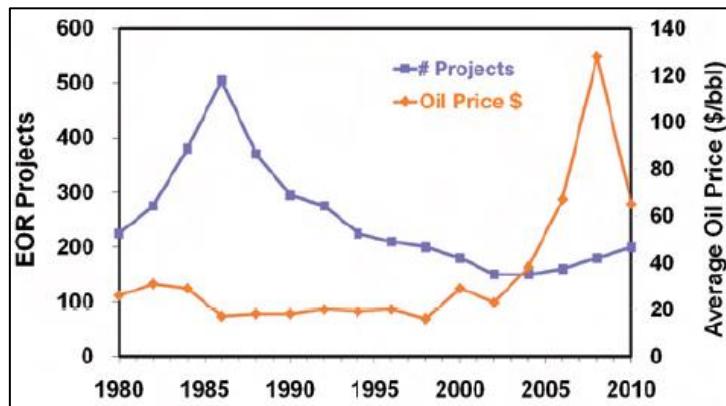


Figura 23 – Curvas de custo de produção de óleo para várias categorias de recursos.

Fonte: IEA, 2013b.

Historicamente, os custos de produção de óleo e gás têm flutuado, influenciados por efeitos de elevação provocados pela depleção dos campos e efeitos de redução devido às inovações tecnológicas (AGUILERA, 2014).

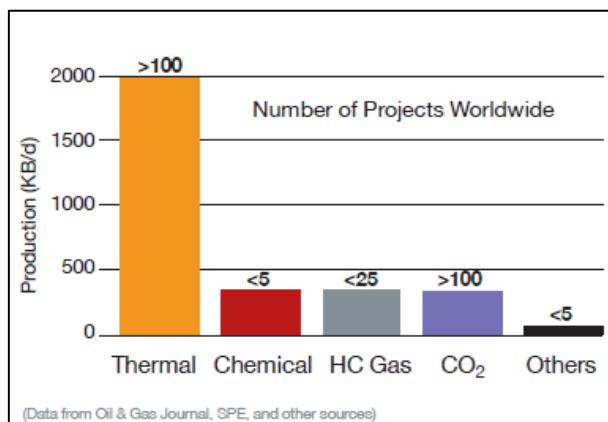
Sendo assim, o preço do petróleo comercializado possui uma grande influência sobre os projetos com recuperação melhorada. Analisando as décadas anteriores, verifica-se que muitas das tecnologias tiveram um impulso no início dos anos 80, devido aos altos preços do petróleo na década de 1970 (Figura 24). O número de projetos em P&D atingiu o pico em 1986, e depois houve uma queda acompanhando a redução no preço de mercado do petróleo. Somente na década passada o número de projetos de EOR voltou a crescer, em um período de alta no preço do petróleo.



**Figura 24 – Projetos de EOR e preço do petróleo.**

Fonte: KOKAL e AL-KAABI, 2010.

De acordo com Kokal e Al-Kaabi (2010), a produção mundial referente à recuperação melhorada correspondia a aproximadamente 3 milhões de barris por dia, pouco mais de 3% da produção mundial, sendo a maior parte da produção referente aos métodos térmicos (Figura 25).



**Figura 25 – Produção mundial de EOR.**

Fonte: KOKAL e AL-KAABI, 2010.

### **3.1.1 Métodos Térmicos**

Os métodos térmicos envolvem a adição de calor aos reservatórios para reduzir a viscosidade do óleo. As tecnologias mais comuns são a injeção de fluidos aquecidos e a combustão *in situ*, e geralmente são aplicados em óleos pesados e viscosos (KOKAL e AL-KAABI, 2010). As principais regiões produtoras são o Canadá, Venezuela, EUA (Califórnia), Indonésia, Oman e China (KOKAL e AL-KAABI, 2010), sendo que os maiores projetos de combustão *in situ* estão na Romênia e na Índia (TURTA *et al.*, 2007).

Na injeção de fluidos aquecidos, o calor é gerado na superfície e utiliza-se a água para transportá-lo até o reservatório. Normalmente, utiliza-se a água em forma de vapor, mas também é possível injetá-la em estado líquido (CURBELO, 2006). A injeção de vapor já é utilizada há mais de 5 décadas, e é o método mais usado para a recuperação de óleos pesados; apesar de algumas tentativas de otimizar o processo de injeção com a adição de solventes, gases, aditivos químicos e espumas, poucos desses métodos foram testados em campo (ALVARADO e MANRIQUE, 2010). Já foram realizados testes com a injeção de vapor em reservatórios com óleos médios e leves, sendo nesses casos os principais mecanismos de recuperação a destilação do óleo cru e a expansão térmica (PEREZ-PEREZ *et al.*, 2001). No entanto, esses casos não configuraram uma contribuição significativa à produção mundial (ALVARADO e MANRIQUE, 2010).

A combustão *in situ* é o segundo método mais importante para os óleos pesados (ALVARADO e MANRIQUE, 2010). O processo consiste em inicialmente injetar o ar aquecido, provocando uma reação de oxidação do óleo com liberação de calor. Essa reação é intensificada até atingir o “ponto de ignição”, iniciando a combustão no reservatório; a partir daí injeta-se o ar frio, fornecendo o oxigênio necessário para manter a combustão (CURBELO, 2006). Apesar de a combustão *in situ* ser usada comercialmente há bastante tempo em alguns reservatórios, é difícil controlar sua eficiência (IEA, 2013a).

Em um artigo que tratam sobre critérios de seleção para os métodos de EOR, Taber *et al.* (1997) recomendam que os projetos de injeção de vapor sejam aplicados em óleos acima de 8 °API e com viscosidade abaixo de 200.000 cP, sendo que os valores

médios dos projetos pesquisados eram de 13,5 °API e 4.700 cP. Para a combustão *in situ* recomendam óleos acima de 10 °API e viscosidade abaixo de 5.000 cP, sendo os valores médios dos projetos pesquisados iguais a 16 °API e 1.200 cP.

Outros métodos térmicos como a geração de vapor no reservatório, o aquecimento elétrico, eletromagnético ou por micro-ondas já foram propostos, mas nenhum com impacto significativo na produção de óleo (ALVARADO e MANRIQUE, 2010).

### **3.1.2 Injeção Miscível de Gases**

Na injeção miscível, o gás injetado se mistura completamente com os hidrocarbonetos do reservatório. Nesse caso, a tensão interfacial entre eles é nula, e a ausência de forças capilares aumenta significativamente a recuperação de óleo. As condições para a miscibilidade dependem da composição do óleo e do gás injetado, assim como da temperatura e da pressão a que estão submetidos.

Um parâmetro importante nos projetos de injeção de gases é a “Pressão Mínima de Miscibilidade” (PMM), que pode ser determinada através de experimentos, modelos matemáticos ou correlações empíricas; para determinado fluido injetado, é possível obter correlações da PMM em função da temperatura e do peso molecular de dos componentes C<sub>5+</sub> do óleo (VERMA, 2015). Quanto maior a temperatura e o peso molecular dos componentes C<sub>5+</sub>, maior a PMM. Portanto, as condições de miscibilidade são atingidas mais facilmente para óleos leves em reservatórios com baixa temperatura.

Os gases mais usados para o deslocamento miscível são o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e o gás natural (GN). O CO<sub>2</sub> consegue alcançar a miscibilidade a pressões menores, e consegue extrair componentes do óleo até o C<sub>30</sub>; com isso ele é capaz de se dissolver e provocar um inchamento do óleo maior do que o provocado pelo GN, sendo que essas alterações na composição do óleo aumentam sua densidade e reduzem sua viscosidade (MATHIASSEN, 2003).

O primeiro projeto de injeção de CO<sub>2</sub> em larga escala foi realizado na Unidade SACROC (Scurry Area Canyon Reef Operators Committee), localizada na Permian Basin (EUA). A produção nos reservatórios da região iniciou em 1948, a injeção de

água foi implantada em 1954, a injeção imiscível de CO<sub>2</sub> iniciou em 1972, e desde 1983 é realizada a injeção miscível (MATHIASSEN, 2003). Devido à disponibilidade de gás carbônico em quantidades adequadas tanto em fontes naturais (reservatórios) quanto antropogênicas (plantas industriais), até o presente momento essa região concentra o maior número de projetos realizados de injeção de CO<sub>2</sub> para a recuperação de petróleo no mundo (VERMA, 2015).

No Brasil, já foram realizados três projetos de injeção de CO<sub>2</sub> em campos localizados no Recôncavo da Bahia (Buracica, Rio Pojuca e Miranga), utilizando os gases emitidos no complexo petroquímico localizado na região (ROCHA *et al.*, 2007; MENDES *et al.*, 2010).

A injeção de CO<sub>2</sub> é uma tecnologia comprovada, e com os incentivos apropriados também pode servir para o armazenamento geológico ou “sequestro” do carbono (IEA, 2013a). Com isso, as preocupações ambientais relativas às emissões de CO<sub>2</sub> podem representar um incentivo significativo para seu uso em projetos de EOR (BIELICKI *et al.*, 2014; BROWNSORT, 2015; PARISI *et al.*, 2015; WEI *et al.*, 2015).

A injeção do gás natural geralmente é realizada em casos em que o mesmo não pode ser aproveitado comercialmente ou há restrições para a sua exportação (ALVARADO e MANRIQUE, 2010).

Em alguns casos a injeção de gases pode ser realizada de maneira alternada com a injeção de água. Nesse caso o método de recuperação é conhecido como WAG – *Water Alternating Gas*. Existem algumas variações, como o FAWAG (*Foam Assisted*), HWAG (*Hybrid*), SWAG (*Simultaneous*) e SSWAG (*Selective Simultaneous*). No FAWAG além do gás e da água são adicionados agentes químicos que provocam a formação de espumas no reservatório, com o objetivo de reduzir a mobilidade do gás e aumentar a eficiência de varrido<sup>15</sup> (SHABIB-ASL, 2014). O HWAG consiste na injeção prévia de um grande volume de gás, seguido por injeções alternadas de pequenos volumes de água e gás (HUSTAD *et al.*, 2002). No SWAG a injeção de água e gás é realizada ao mesmo tempo, em um único poço, sendo que a mistura dos 2

---

<sup>15</sup> A eficiência de varrido refere-se ao percentual do reservatório invadido pelo fluido injetado e será discutida no capítulo 4 (seção 4.1.5).

fluidos ocorre na superfície; no caso do SSWAG o a água e o gás são bombeados separadamente, utilizando um injetor com completação<sup>16</sup> dupla (QUIJADA, 2005).

### 3.1.3 Métodos Químicos

Nesses métodos são realizadas modificações no fluido injetado para melhorar a eficiência do processo de injeção, através da adição de produtos químicos, como polímeros, surfactantes, álcalis ou uma combinação desses (SHENG, 2011).

A injeção de polímeros tem o objetivo principal de aumentar a viscosidade da água injetada, o que ajuda a aumentar o volume do reservatório varrido pelo processo de injeção.

Os surfactantes são substâncias químicas compostas por moléculas anfifílicas, ou seja, que possuem grupos polares, com afinidade pela água, e grupos apolares, com afinidade por compostos orgânicos, como o óleo (CURBELO, 2006). Por conta disso, eles reduzem a tensão interfacial entre o óleo e a água, o que ajuda a reduzir a saturação de óleo residual, ou seja, o volume de óleo que permanece *trapeado* ou adsorvido à rocha do reservatório.

Na injeção dos álcalis, o objetivo é que a substância alcalina injetada reaja com os ácidos orgânicos do óleo cru e produza determinada quantidade de surfactantes *in situ* (CURBELO, 2006). Além da redução na tensão interfacial provocada pelos surfactantes produzidos, a adição dos álcalis aumenta o pH e reduz a adsorção dos surfactantes (SHENG, 2011).

A maior parte da atual produção referente aos métodos químicos ocorre na China, sendo a injeção de polímeros a tecnologia mais aplicada (ALVARADO e MANRIQUE, 2010).

Os bons resultados obtidos nos Campos de Danqing e Bohai, além do aumento do preço do petróleo ocorrido no início dos anos 2000, provocaram um maior interesse pela injeção de polímeros e alguns projetos significativos foram implantados em outros países, como no Campo de Dália, em Angola (MOREL *et al.*, 2008).

---

<sup>16</sup> O termo “completação” refere-se aos componentes que são instalados no poço após sua perfuração, para prepará-lo para a produção.

Ainda não foram observados resultados expressivos para injeção de surfactantes, e sua aplicação ainda é considerada desafiadora, especialmente em ambientes com altas salinidades e temperaturas (KOKAL e AL-KAABI, 2010). Os álcalis, apesar de baratos, provocam problemas operacionais como incrustações, emulsões e tamponamento do reservatório (KOKAL e AL-KAABI, 2010).

### **3.1.4 Injeção de Água com Baixa Salinidade**

Nas últimas décadas tem sido bastante investigada a influência dos íons dissolvidos na água injetada sobre sua interação físico-química com as rochas dos reservatórios (MORROW e BUCLKEY, 2011). Muitos estudos relatam os efeitos positivos da redução de íons de sais para a recuperação de petróleo, envolvendo tanto testes de laboratórios quanto testes de campo (SHENG, 2011).

Um efeito da baixa salinidade muito discutido para os arenitos é a alteração na molhabilidade nos argilominerais das rochas, levando a uma modificação nas permeabilidades relativas ao óleo e à água para um estado de maior molhabilidade à água (VLEDDER *et al.*, 2010). No entanto, apesar do crescente interesse na injeção de água com baixa salinidade, ainda não há uma explicação consistente e consensual para os principais mecanismos físico-químicos envolvendo as interações entre os fluidos e as rochas (ROMANUKA *et al.*, 2012).

### **3.1.5 Outros Métodos**

Os métodos microbiológicos envolvem a injeção de micro-organismos no reservatório. Eles podem ser usados para quebrar as moléculas de óleos pesados em componentes mais leves, reduzindo a viscosidade, ou para produzir biopolímeros ou biosurfactantes *in situ*. Já houve diversos testes piloto nos últimos 30 anos, no entanto, até o momento não houve nenhuma aplicação comercial (IEA, 2013a).

O uso de vibrações, seja na superfície ou no reservatório, utilizando uma variedade de fontes sonoras ou mecânicas, é uma técnica controversa e seus

mecanismos são pouco entendidos. No entanto, alguns testes piloto reportaram resultados positivos (IEA, 2013a).

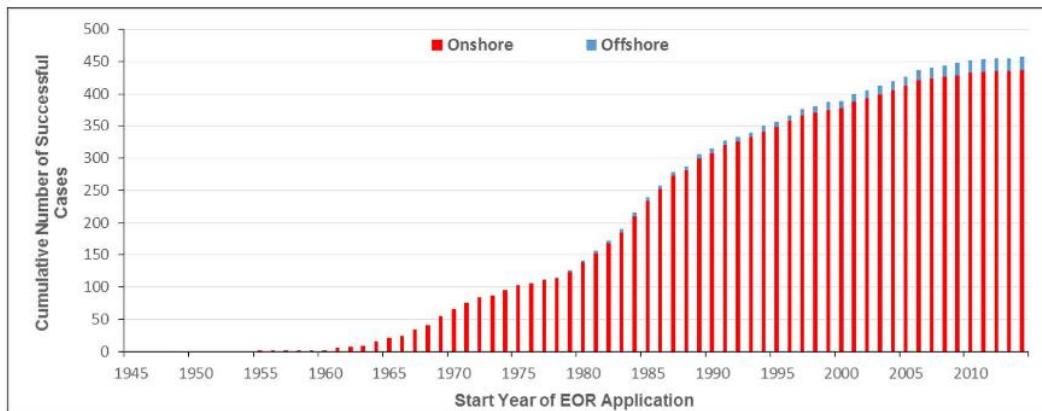
### 3.2 RECUPERAÇÃO MELHORADA EM CAMPOS MARÍTIMOS

Independente da localização do reservatório, os mecanismos de recuperação de óleo e gás, incluindo a recuperação melhorada, operam sob os mesmos princípios físicos. Isso inclui, por exemplo, as condições de miscibilidade para a injeção de gás e a redução da tensão interfacial óleo-água com a injeção de surfactantes. No entanto, existem diferenças importantes nas características dos projetos em campos marítimos que impactam a viabilidade das tecnologias de EOR, sendo os mais comuns os seguintes (ALVARADO e MANRIQUE, 2013):

- Grande distância entre poços, tipicamente de 1 km. O grande espaçamento entre os poços gera mais incertezas na caracterização do reservatório, além de aumentar o tempo de residência dos fluidos injetados e o tempo para verificar sua resposta, ou seja, provoca um atraso no aumento da produção.
- Limitações de espaço e peso nas plataformas. Projetos de EOR geralmente demandam equipamentos grandes, como compressores, unidades de separação e mistura.
- Injeção da água do mar, com salinidades da ordem de 30000 ppm.
- Restrições para tratamento e descarte da água produzida. Aditivos químicos geralmente não podem ser descartados, o que leva à necessidade de reinjeção da água produzida. Os métodos químicos que envolvem o uso de polímeros e surfactantes podem piorar problemas de incrustação e estabilidade de emulsões.

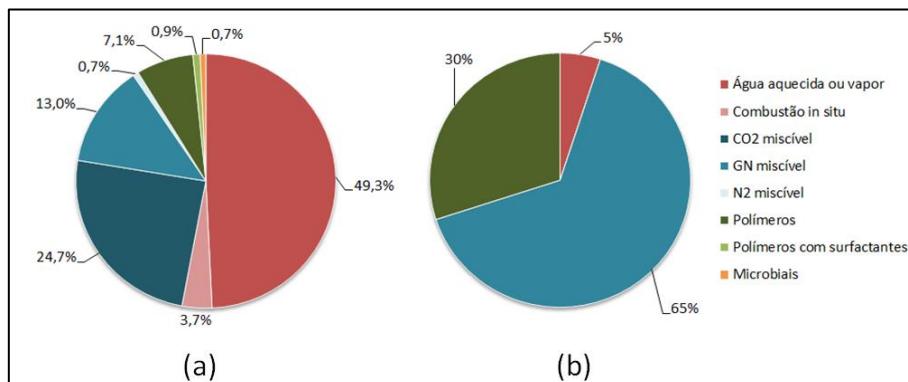
Apesar das restrições e dificuldades adicionais, o número de aplicações de recuperação melhorada em campos marítimos tem crescido nos últimos anos. A Figura 26 mostra o número acumulado de projetos bem sucedidos, e a Figura 27 mostra uma comparação entre os projetos de EOR para campos terrestres (438 casos) e marítimos (20 casos). Nota-se que no caso dos campos marítimos, a injeção miscível de gás natural é o método mais usado, seguido pela injeção de polímeros. Enquanto os métodos

térmicos representam a maior parte dos projetos de EOR nos campos terrestres, há relato de apenas uma aplicação em campos marítimos, referente à injeção cíclica de vapor em Bohai, na China. Aplicações térmicas em ambientes marinhos são desafiadoras devido à grande perda de calor, com possibilidade de corrosão severa no sistema submarino, além do grande espaço necessário para a geração de vapor na plataforma (KANG *et al.*, 2014).



**Figura 26 – Número acumulado de projetos de EOR bem sucedidos.**

Fonte: KANG *et al.*, 2014.



**Figura 27 – Projetos de EOR bem sucedidos em campos terrestres (a) e marítimos (b).**

Fonte: KANG *et al.*, 2014 (adaptado).

Na Tabela 6 são relacionados todos os casos encontrados de projetos de EOR em campos marítimos. Os casos de injeção imiscível de gás, seja com injeção alternada de água (WAG) ou não, não foram relacionados por serem considerados métodos convencionais de recuperação secundária<sup>17</sup>. Dos 32 projetos relacionados na tabela, 2 projetos apresentaram resultados insatisfatórios: o projeto de FAWAG no Campo de Snorre (CFB) (AWAN *et al.*, 2006) e o primeiro projeto de injeção de polímeros, no

<sup>17</sup> Um projeto emblemático nesse sentido é a injeção de nitrogênio ( $N_2$ ) no Complexo Cantarell, no México. Apesar de ser o único caso de injeção de  $N_2$  em campos marítimos, o mecanismo principal de recuperação é a expansão da capa de gás secundária (SÁNCHEZ *et al.*, 2005), sendo, portanto, classificado como recuperação convencional.

campo Dos Cuadras (DOVAN *et al.*, 1990). Não foram encontrados resultados para o projeto de EOR microbiológico em Norne (AWAN *et al.*, 2006). Os resultados preliminares do projeto de WAG com injeção miscível de GN e CO<sub>2</sub> em Lula indicavam um bom potencial, mas ainda seria necessário um monitoramento mais longo para obter conclusões definitivas e ampliar a escala do projeto para todo o campo (PIZARRO e BRANCO, 2012). Segundo Morel *et al.* (2015), o piloto de injeção de polímero em Dália cumpriu os objetivos propostos, mas a viscosidade medida em uma amostra do polímero coletada *in situ* foi menor que a esperada e não foram reportados ganhos de produção. A aplicação do EOR nos outros 27 projetos foi reportada como bem sucedida.

**Tabela 6 - Projetos de EOR em campos marítimos.**

Método	Início EOR	Campo	Região	Escala	LDA (m)	Prof. Res. (m)	Temp. Res (°C)	Dens. (°API)	Visc. do óleo (cP)
Injeção de GN	1975	Ekofisk <sup>1</sup>	MN	Campo	70 - 80	2900-3030	131	36	0.17
Injeção de GN	1977	Beryl <sup>1</sup>	MN	Campo	110 - 120	3200		37	
Injeção de GN	1979	Satfjord <sup>1</sup>	MN	Campo	145	2575	99	39	0.29
Injeção de GN	1981	Brent <sup>1</sup>	MN	Campo	140	2744	103	34	0.25
Injeção de GN	1983	South Pass Bl. 89 <sup>2</sup>	GM	Campo	131	3048	82	38	0.4-0.6
Injeção de GN	1986	Ula <sup>2</sup>	MN	Campo	70	3450	121	41	0,3
Injeção de GN	1989	South Pass Bl. 89 <sup>2</sup>	GM	Campo	131	3353	74	38	1
Injeção de GN	1999	Alwyn North <sup>1</sup>	MN	Campo	130	3110	113	41	0.3
Injeção de GN	1999	Smorbukk South <sup>1</sup>	MN	Campo	240 - 300	3800	165		
WAG (GN)	1994	Snorre (SnA) <sup>1</sup>	MN	Campo	350	2300	90	35	0.4-0.9
WAG (GN)	1994	South Brae <sup>1</sup>	MN	Campo	112		123	33-37	0.3
WAG (GN)	1998	Ula <sup>3,4</sup>	MN	Campo	70	3350-3800	146	38-41	
WAG (GN)	2002	Magnus <sup>1</sup>	MN	Campo	186	2709	116	39	
Injeção de CO <sub>2</sub>	2011	Rang Dong <sup>5</sup>	Vietnam	Piloto	60			36	
WAG(GN+CO2)	2011	Lula <sup>6,7,8</sup>	BS	Piloto	1800-2400	5500-6000	60-70	28-30	~1
SWAG	1999	Siri <sup>1</sup>	MN	Campo	58	2070			
FAWAG	1997	Snorre (CFB) <sup>1</sup>	MN	Campo	300 - 350	2300	90	35	0.4-0.9
FAWAG	1999	Snorre (WFB) <sup>1</sup>	MN	Campo	300 - 350	2300	90	35	0.4-0.9
Microbiológico	2001	Norne <sup>1,9</sup>	MN	Piloto	380	2500-2700	98	33	0,6-0,7
Polímero	1986	Dos Cuadras <sup>10</sup>	GM	Campo	58	150-1220	49-60	25	
Polímero	2003	SZ36-1 <sup>11</sup>	BB	Piloto	10 - 30	1300-1600	65	11-19	13-380
Polímero	2006	PF-B <sup>12</sup>	BB	Campo	10 -30		50-70	17-22	10-20
Polímero	2007	PF-C <sup>12</sup>	BB	Campo	10 - 30		50-70	17-22	10-30
Polímero	2007	JZ 9-3 <sup>13</sup>	BB	Campo	7-11	1800-2400	57	17-26	17,1
Polímero	2008	PF-A <sup>12</sup>	BB	Campo	10 - 30		50-70	17-22	30-450
Polímero	2009	Dalia <sup>14</sup>	Angola	Piloto	1300	2000-2200	50	12-23	1-10
Polímero	2010	Heidrun <sup>15</sup>	MN	Piloto	350	2650	85	26	2-4
Polímero	2010	Captain <sup>16,17</sup>	MN	Piloto	104	914	32	19-21	49-200
SP	2010	JZ 9-3 <sup>13</sup>	BB	Campo	7-11	1800-2400	57	17-26	17,1
SP	2010	PF-C <sup>18</sup>	BB	Piloto	10 - 30		50-70	17-22	10-30
LoSal	2008	Endicott <sup>19</sup>	Alaska	Piloto	0,5-4	3048	130	23	
Vapor	2009	(típico) <sup>20</sup>	BB	Piloto	10 - 30	940-1070	56		> 1000

Regiões: MN- Mar do Norte; GM- Golfo do México; BS- Bacia de Santos; BB- Bohai Bay(China); Alaska(EUA).

Fontes: 1- AWAN *et al.*, 2006. 2- KOOTTUNGAL, 2014. 3- BRODIE *et al.*, 2012. 4- THOMAS *et al.*, 2008. 5- HA *et al.*, 2012. 6- PIZARRO e BRANCO, 2012. 7- FRAGA *et al.*, 2014. 8- SALOMÃO *et al.*, 2015. 9- EMEGWALU, 2010. 10- DOVAN *et al.*, 1990. 11- HAN *et al.*, 2006. 12- KANG *et al.*, 2011. 13- LU *et al.*, 2015. 14-MOREAL *et al.*, 2015. 15- SELLE *et al.*, 2013. 16- POULSEN, 2010. 17- JONES *et al.*, 2015. 18- ZHANG e KANG, 2013. 19- SECCOMBE *et al.*, 2010. 20- YONGTAO *et al.*, 2011.

Um aspecto importante de ser ressaltado é que praticamente todos os projetos foram aplicados em campos localizados em águas rasas, sendo as únicas exceções os casos de Lula (BS) e Dália (Angola). Além disso, é possível observar que os projetos envolvendo a injeção miscível foram aplicados em óleos leves (28-41 °API) e com baixa viscosidade (0,2-1,0 cP), enquanto os métodos químicos foram aplicados em óleos pesados e médios (11-26 °API) e com viscosidades mais altas, porém em valores moderados (1-450 cP). Não foram encontradas informações precisas em relação ao único projeto térmico, de injeção cíclica de vapor, mas o óleo é descrito como pesado, e com viscosidades acima de 1000 cP, alcançando valores máximos de até 50.000 cP em condições de reservatório.

Nas seções seguintes será realizada a descrição de alguns casos emblemáticos, além apresentar critérios de seleção para projetos de EOR em campos marítimos propostos por Kang *et al.* (2014).

### **3.2.1 Projetos de Injeção Miscível de GN**

A injeção miscível de gás natural foi o primeiro método de EOR usado em campos marítimos. Nos Campos de Ekofisk e Stratfjord, a injeção de gás foi motivada inicialmente pelas limitações nas capacidades de exportação de gás (HERMANSEN *et al.*, 1997; AADLAND E OLSEN, 1994). Devido ao deslocamento miscível, que ocorria a pressões inferiores à pressão de saturação, uma boa recuperação foi reportada em Ekofisk já em 1978, apenas 3 anos após o início da injeção (HERMANSEN *et al.*, 1997).

Um aspecto negativo da injeção de gás é a sua maior mobilidade em relação à água, o que leva a baixas eficiências de varrido. Por conta disso, com exceção do campo Alwyn North, em todos os projetos realizados no Mar do Norte a injeção ocorreu no topo dos reservatórios para aumentar a eficiência de varrido do gás (AWAN *et al.*, 2006).

### **3.2.2 Projetos de Injeção Miscível de CO<sub>2</sub>**

A injeção de CO<sub>2</sub> miscível já é uma tecnologia bem comprovada, porém a maior parte das aplicações ocorreu em campos terrestres (KANG *et al.*, 2014). Sweatman *et al.* (2011) relataram alguns testes de injeção de CO<sub>2</sub> realizados em campos na costa de Louisiana (Golfo do México, EUA) que iniciaram entre 1978 e 1984. Apesar de alguns desses reservatórios se localizarem em campos marítimos, eles estão em profundidades muito pequenas, e boa parte das unidades de produção e injeção estão localizadas em terra. Portanto, esses projetos não foram considerados na relação da Tabela 6. De qualquer forma, foi reportado sucesso técnico na maior parte dos casos, com aumento na produção de óleo.

Os dois projetos mais relevantes envolvendo a injeção de CO<sub>2</sub> em campos marítimos são o piloto de WAG em Lula, na Bacia de Santos, e o piloto do tipo *huff-n-puff*<sup>18</sup> no campo Rang Dong, no Vietnam (ALVARADO e MANRIQUE, 2013).

No projeto de desenvolvimento de Lula, desde o início da concepção do projeto de desenvolvimento foi adotada a premissa de não ventilar o CO<sub>2</sub> para a atmosfera, por conta das elevadas concentrações do contaminante encontradas junto ao gás natural produzido; a opção adotada foi equipar as plantas de processamento com sistemas de separação e reinjetar a corrente de gás rica em CO<sub>2</sub> (com concentrações superiores a 50% em base molar) no reservatório; as condições do reservatório – temperaturas relativamente baixas e altas pressões – favorecem o deslocamento miscível do gás injetado (PIZARRO e BRANCO, 2012).

Em maio de 2011, algumas semanas após o início da injeção do CO<sub>2</sub> em Lula, foi realizado um teste piloto do tipo *huff-n-puff* no campo Rang Dong, no Vietnam. O CO<sub>2</sub> injetado foi obtido em uma petroquímica, com 99,97% de pureza; além do aumento da produção de óleo, foram verificadas alterações na composição do óleo produzido (HA *et al.*, 2012).

Apesar de existirem poucos projetos implantados, há diversos estudos que visam desenvolver projetos em campos marítimos. Um deles refere-se ao campo Lower Zakum (Abu Dhabi) em que se pretende utilizar o CO<sub>2</sub> proveniente de plantas de

---

<sup>18</sup> *Huff-n-puff* é uma denominação utilizada para a injeção cíclica estimulada, que consiste em 3 estágios: injeção, absorção (período de repouso para acomodar o fluido injetado) e produção.

geração e refinarias para realizar a injeção visando aumentar a recuperação de óleo e realizar o armazenamento geológico (INPEX, 2010).

Diversos estudos também já foram realizados para estimar o potencial técnico e econômico da injeção de CO<sub>2</sub> no Golfo do México (KOPERNA e FERGUSON, 2011; DIPIETRO *et al.*, 2015). No mais recente deles, os autores partem de um banco de dados do BOEM (Bureau of Ocean Energy Management, órgão do governo dos EUA), contendo 531 campos de óleo, com um VOOIP de 69 bilhões de barris; além dos campos descobertos, o BOEM projeta um VOOIP de 182 bilhões de barris em campos não descobertos; a partir desses dados e utilizando diversas premissas técnicas e econômicas, o potencial de “Recursos Economicamente Recuperáveis” (RER) foi estimado em 0,8 bilhões de barris, enquanto os “Recursos Tecnicamente Recuperáveis” (RTR) foram estimados em 23,5 bilhões de barris; 35% do total de RER corresponde a campos já descobertos, enquanto 65% a campos que ainda não foram descobertos (DIPIETRO *et al.*, 2015).

Em relação à Bacia de Campos, Merschmann (2014) analisou o potencial do uso de CO<sub>2</sub> de destilaria para o EOR para 13 campos, que possuem um VOOIP total de 24,2 bilhões de boe, com densidade do óleo variando de 20 a 32 °API. Partindo da premissa de que o CO<sub>2</sub> proporcionaria uma produção adicional de 10% do VOOIP, o potencial técnico foi estimado em 2,4 milhões de boe.

### **3.2.3 Projetos de Injeção de Polímeros**

O primeiro projeto de injeção de polímeros em um campo marítimo ocorreu no Campo de Dos Cuadras (Golfo do México, EUA). O projeto apresentou resultados insatisfatórios, sobretudo devido à redução na injetividade, atribuída a danos nos poços provocados por problemas operacionais (DOVAN *et al.*, 1990).

A combinação de resultados ruins em um cenário de preços baixos do petróleo diminuiu o interesse por projetos de injeção de polímeros. O próximo projeto de injeção de polímero em um campo marítimo ocorreu apenas em 2003, em Bohai Bay, na China. No entanto, os testes realizados no campo terrestre de Daqing (China), que iniciaram em 1972, prosseguiram ao longo da década de 80 e início da década de 90; com isso, em 1996 foi implantado o maior projeto de injeção de polímeros do mundo nesse campo, e

22,3% da produção total em 2007 era atribuída à recuperação melhorada, sendo o ganho total estimado entre 10% e 12% do VOOIP (DONG *et al.*, 2008).

Entre 2003 e 2008 a injeção de polímeros iniciou em 5 campos em Bohai Bay, sendo que em 2 deles também foi realizada a injeção simultânea de surfactante e polímero (SP), a partir de 2010. Além desses, foram encontrados relatos de projetos piloto nos Campos de Dália (Angola), Heidrun e Captain (Mar do Norte).

Em relação às perspectivas futuras, os projetos de injeção de polímero em Bohai Bay e em Dália deverão servir como referência para a injeção de polímeros em larga escala e métodos químicos mais complexos; além disso, novos produtos químicos, ou seja, polímeros resistentes à degradação mecânica e biodegradáveis, e estratégias para tratamento da água injetada e produzida serão necessários para viabilizar os métodos químicos em campos marítimos (ALVARADO e MANRIQUE, 2013).

No caso de Dália, inicialmente foi realizado um teste de injetividade em um poço injetor, concluído em 2009. Nesse teste foram obtidos bons resultados, levando à realização de uma injeção piloto de 2010 a 2012 em três poços. Como mencionado anteriormente, de acordo com MOREL *et al.* (2015), o piloto de injeção de polímero em Dália cumpriu os objetivos propostos, como o conhecimento da operação de todo processo de viscosificação da água na unidade de produção marítima, um melhor conhecimento sobre a degradação do polímero da unidade de produção até o reservatório e levantar dados para dimensionar e ampliar o projeto de injeção de polímeros. Os destaques positivos foram o atendimento aos requisitos de qualidade da solução polimérica injetada e a manutenção da injetividade por um longo prazo nos poços horizontais. Por outro lado, a viscosidade medida em uma amostra do polímero coletada *in situ* foi menor que a esperada. Essa redução foi atribuída à degradação mecânica do polímero ocorrida nas proximidades do injetor, devido ao dano provocado pela má qualidade da água produzida utilizada para reinjeção (MOREL *et al.*, 2015).

As empresas operadoras que possuem experiência com injeção de polímeros em campos marítimos são a CNOOC (projetos em Bohai Bay), Total (Dalia), Statoil (Heidrun) e Chevron (Captain). De acordo com Standnes (2013), a Statoil possui projetos em andamento para a injeção de polímeros em Johan Sverdrup (Mar do Norte, Noruega), Bressay e Mariner (Mar do Norte, Reino Unido) e em Peregrino (Bacia de Campos, Brasil). A Chevron anunciou em 2014 que considerou os resultados do piloto

em Captain satisfatórios, e já contratou uma empresa de engenharia para projetar a injeção de polímeros em escala de campo (CHEVRON, 2014).

Além dessas empresas, a BP também divulgou que está avaliando a injeção de polímeros para os projeto de revitalização dos Campos de Schiehallion e Loyal (Mar do Norte), conhecido como projeto Quad 204.

Por fim, a Petrobras deverá iniciar, até o fim de 2017, um projeto piloto de injeção de polímeros no campo Papa-Terra, na Bacia de Campos (MENEZES, 2015). O campo é operado em parceria com a Chevron, está localizado a 110 km da costa, com LDA variando de 400 a 1400 metros, e possui óleos com densidade variando de 14,3 a 16,7 °API e viscosidade de 30 a 150 cP em condições de reservatório (JUNIOR *et al.*, 2009).

### **3.2.4 Projetos de Injeção de Água com Baixa Salinidade**

Apesar de ainda ser uma tecnologia relativamente nova, a injeção de água com baixa salinidade tem despertado um interesse crescente para aplicação em campos marítimos e terrestres. A BP é a operadora com maior experiência nessa tecnologia, e foi a primeira a realizar um projeto piloto em um campo marítimo, em Endicott, no Alaska (SECCOMBE *et al.*, 2010). Atualmente a BP prevê o início da injeção com baixa salinidade nos Campos de Clair Ridge e Mad Dog Phase 2, localizados respectivamente na costa do Reino Unido e no Golfo do México; a injeção em Clair Ridge deve iniciar em 2017, e a BP estima um aumento de 42 milhões de barris recuperados, em comparação com a injeção da água do mar (ALVARADO e MANRIQUE, 2013; MAINWARING, 2015).

A Statoil também realizou testes para avaliar a aplicação da tecnologia em campos do Mar do Norte (HUGHES *et al.*, 2010). Para o campo Snorre, além dos testes de laboratório em amostras do reservatório, foi realizado um teste de campo com a injeção de traçadores químicos em um poço para a medição da saturação de óleo residual após a injeção de baixa salinidade (SKRETTINGLAND *et al.*, 2010). No entanto, nem os testes de laboratório nem em campo apresentaram aumento na recuperação de óleo, e os autores do estudo concluíram que a água do mar já apresentava condições de molhabilidade próximas às ideais para as rochas do campo.

### **3.2.5 Outros Projetos**

Conforme indicado na Figura 27, diferente dos campos terrestres, os métodos térmicos não foram muito aplicados em campos marítimos. O único projeto encontrado foi o da injeção cíclica de vapor em um campo localizado em Bohai Bay, na China. Além do vapor, foram injetados o gás da combustão e aditivos químicos para combater a corrosão (YONGTAO *et al.*, 2011). De acordo com Kang *et al.* (2014), as principais razões que dificultam a injeção de vapor em campos marítimos são a grande perda de calor, que pode provocar a corrosão severa em sistemas submarinos frios; a necessidade de muito espaço para geração de vapor na plataforma; grandes distâncias entre os poços e elevada necessidade de energia para geração de vapor. Ainda de acordo com esses autores, no caso da combustão as maiores dificuldades são a necessidade de altas vazões de injeção; a dificuldade de controlar o progresso da frente de combustão e a corrosão severa em sistemas submarinos. Apesar de alguns estudos no Canadá, Iran e Congo, há pouco interesse pelos métodos térmicos para campos marítimos, e o impacto na produção marítima não deve ser relevante nas próximas décadas (ALVARADO e MANRIQUE, 2013).

A única aplicação de MEOR (Microbial EOR) encontrada para campos marítimos foi no campo Norne, no Mar do Norte. Esse campo é operado pela Statoil e a injeção de microrganismos iniciou em 2001, porém até o momento não foi possível quantificar a produção adicional de óleo; em todo caso, não há relatos de problemas operacionais, e os poços que devem estar sendo influenciados pelo MEOR apresentam boa produção (GRABOWSKI e MADAL, 2014).

## **3.3 SELEÇÃO DE TECNOLOGIAS PARA A BACIA DE CAMPOS**

No estudo realizado por Kang *et al.* (2014) são apresentados critérios de seleção de métodos de EOR específicos para campos marítimos. Foram considerados apenas a injeção miscível de gás natural (GN) e CO<sub>2</sub> e a injeção de polímeros. Os métodos térmicos foram considerados pouco aplicáveis em um futuro próximo. Outros métodos químicos envolvendo a adição de surfactantes ou álcalis foram considerados pouco maduros em relação ao desenvolvimento tecnológico e número de aplicações, e seria necessário aguardar um tempo maior para estabelecer os critérios de seleção. Por fim, os

autores afirmam que a injeção de baixa salinidade possui um grande potencial para aplicações marítimas, mas consideraram os mecanismos de funcionamento da tecnologia ainda inconclusivos, e não consideraram nenhuma aplicação bem sucedida em escala de campo.

Os critérios em relação às propriedades do óleo e do reservatório são apresentados na Tabela 7. Também foram indicadas considerações qualitativas, considerando as limitações dos campos marítimos, que serão descritas nas Tabelas 8 a 10. É importante ressaltar que para os critérios de salinidade e dureza<sup>19</sup> da água de formação foram considerados apenas dados referentes a três projetos de injeção de polímeros, que foram realizados em Bohai Bay, na China. Os autores não levaram em consideração o caso da injeção em Dália porque não foram reportados resultados em termos de aumento de produção. A água de formação do campo Dália possui uma salinidade de 117.700 ppm e uma dureza de 21.300 ppm (MOREL *et al.*, 2008). Conforme mencionado anteriormente, a viscosidade medida em uma amostra coletada *in situ* foi inferior à esperada, mas esse resultado foi atribuído ao dano provocado por sólidos presentes na água utilizada para injeção (MOREL *et al.*, 2015), que não têm uma relação direta com a salinidade e a dureza da água de formação.

**Tabela 7 - Critérios de seleção para campos marítimos - propriedades do óleo e reservatório.**

Parâmetros	Injeção de GN	Injeção de CO <sub>2</sub>	Injeção de Polímeros
Tipo da formação	-	-	Preferência por arenitos
Viscosidade do óleo (cP)	≤ 2,3	≤ 6,0	≤ 240,0
Densidade do óleo (°API)	≥ 24,0	≥ 22,0	≥ 15,2
Saturação de óleo (%)	≥ 25,0	≥ 17,0	≥ 37,5
Pressão do reservatório	> PMM	> PMM	-
Temperatura do reservatório (°C)	-	-	≤ 85,0
Permeabilidade do reservatório (mD)	homogênea com poucas fraturas		≥ 10
Espessura do reservatório	Fino ou com alto declive		-
Salinidade da água de formação (ppm)	-	-	≤ 20.000
Dureza da água de formação (ppm)	-	-	≤ 800

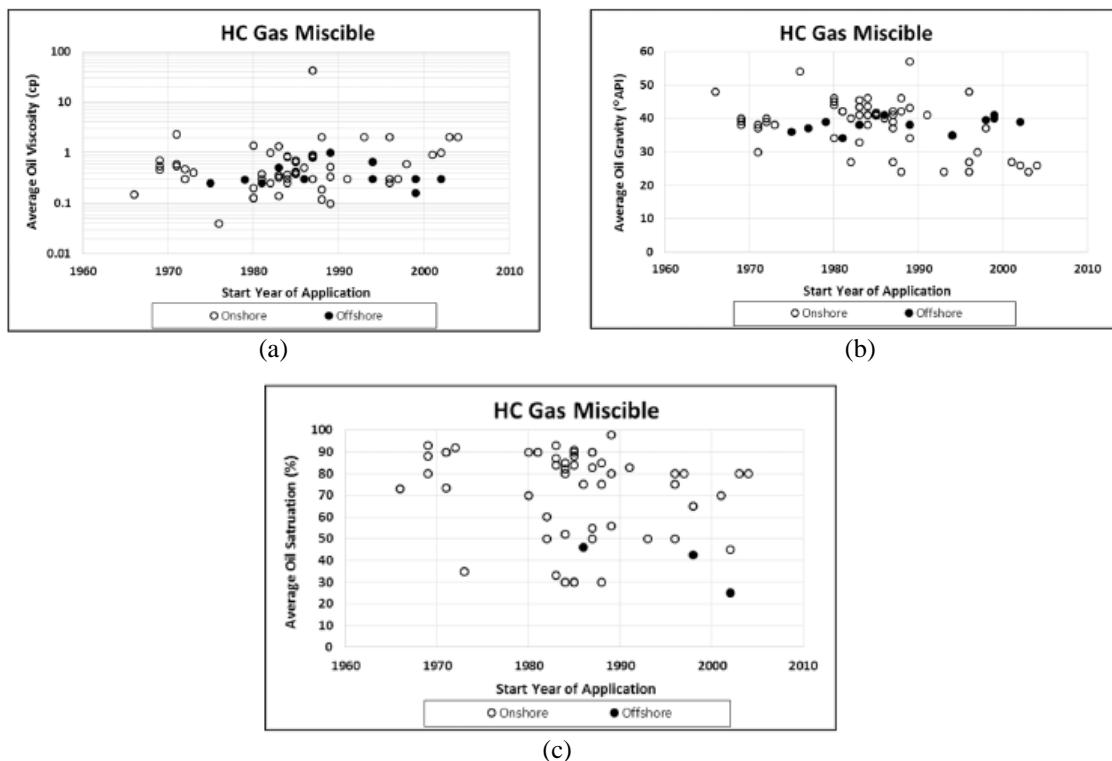
Nota: PMM – Pressão Mínima de Miscibilidade.

Fonte: KANG *et al.*, 2014 (adaptado).

<sup>19</sup> A dureza da água é uma propriedade relacionada à formação de resíduos insolúveis e incrustações. Está relacionado sobretudo à presença de íons de cálcio e magnésio, mas também a outros íons como o ferro. A dureza da água geralmente é expressa em partes por milhão (ppm) de CaCO<sub>3</sub>.

### 3.3.1 Injeção Miscível de GN

Como pode ser visto na Figura 28, a maior parte das aplicações ocorreu em campos com óleos leves e com baixa viscosidade, sendo que em todas aplicações offshore a viscosidade foram menores ou iguais a 1 cP e densidades maiores que 30 °API. Além disso, na maioria dos casos a saturação média de óleo nos reservatórios no momento de início do projeto era alta. No entanto, no caso dos campos marítimos, essa saturação estava entre 25% e 50%.



**Figura 28 – Dados referentes a projetos de injeção miscível de GN. (a) Viscosidade do óleo; (b) Densidade do óleo; (c) Saturação do óleo.**

Fonte: KANG *et al.*, 2014.

Outros aspectos relacionados às propriedades dos reservatórios, importantes para a injeção miscível, são a pressão, permeabilidade e espessura. A pressão durante o projeto deve ser maior que a Pressão Mínima de Miscibilidade (PMM) do óleo, que depende de sua composição, conforme discutido na seção 3.1.2. Além disso, reservatórios com camadas de alta permeabilidade, que ocorrem, por exemplo, no caso da presença de fraturas em reservatórios heterogêneos, favorecem a canalização do gás, resultando numa redução drástica da eficiência de varrido. Por fim, reservatórios muito espessos favorecem a segregação gravitacional, que também reduz eficiência de varrido.

Essa situação pode ser amenizada nos casos em que os reservatórios apresentem altas inclinações, e que seja possível realizar a injeção no topo.

Além das propriedades do óleo e do reservatório, alguns aspectos relacionados às restrições presentes nos projetos em campos marinhos devem ser levados em conta durante a seleção dos métodos de recuperação melhorada (Tabela 8). A disponibilidade do fluido a ser injetado é sempre um aspecto crítico para campos marítimos, pois representam uma elevada parcela em relação aos custos totais do projeto (KANG *et al.*, 2014). Por conta disso a preferência é pelo GN produzido nas próprias UEP (*on-site*) e nos casos em que não exista a possibilidade de exportar o GN para ser comercializado.

No caso de projetos com WAG, deve-se garantir a compatibilidade da água injetada com a água de formação, para evitar problemas como inchamento de argilas, precipitações e incrustações.

A formação de hidratos<sup>20</sup> é uma das principais preocupações em relação à garantia do escoamento em campos marítimos, e caso existam condições para sua formação nas linhas de transporte ou nos equipamentos submarinos, pode ser necessário reduzir bastante a vazão do gás produzido (KANG *et al.*, 2014).

A precipitação de asfaltenos no reservatório pode ocorrer devido a alterações na composição do óleo provocadas pela miscibilidade com o gás injetado, provocando uma redução na injetividade e na produtividade do óleo (OSKUI *et al.*, 2009).

Por fim, também é necessário ter um cuidado especial com a precipitação de parafinas, que são provocadas por reduções grandes na temperatura do óleo (ROSA e BRANCO, 2012). Uma quantidade maior de gás produzido pode reduzir a temperatura nas linhas e sistemas de produção submarinos.

---

<sup>20</sup> Hidratos – são formações cristalinas que envolvem moléculas de água e componentes leves do gás natural, que são formados em condições de baixa temperatura e pressões moderadas. Caso sejam formados nas linhas de produção podem prejudicar ou até interromper completamente o escoamento dos fluidos.

**Tabela 8 - Considerações para seleção devido a restrições em campos marítimos – injeção de GN.**

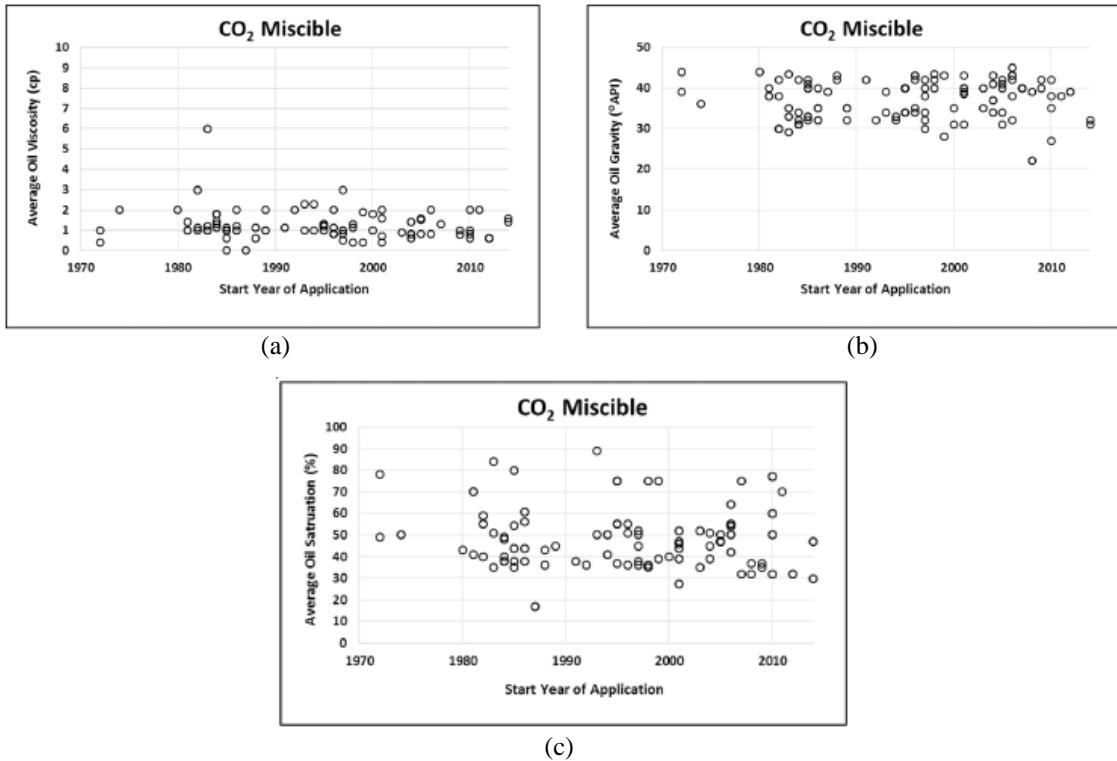
Restrições	Injeção	Descarte	Produção	SMS
<b>Localização Remota</b>	Preferência por GN produzido on-site		-	-
	Indisponibilidade de comercialização do GN		-	-
	Requisitos de compatibilidade da água (WAG)		-	-
	Diluição máxima permitida		-	-
<b>Altos custos dos poços</b>	-	-	Planejamento para produção antecipada de gás	-
<b>Limitações de espaço e peso</b>	-	-	Grandes capacidades para separação de fluidos e compressão de gás	-
<b>Condições Meteorológicas ruins</b>	-	-	-	-
<b>Sistema de subsuperfície</b>	Mitigação de asfaltenos e hidratos	-	Mitigação de parafinas, asfaltenos e hidratos	-

Fonte: KANG *et al.*, 2014 (adaptado).

No caso da Bacia de Campos, já existe uma malha de gasodutos ligando as plataformas a unidades de processamento em terra, portanto não há restrições para a exportação ou comercialização do GN produzido. Em relação ao tipo de óleo, como foi visto na Figura 17 (seção 2.3), campos com óleos de até 24 °API foram responsáveis por 80% da produção da BC em 2015, e são poucos os campos que apresentam valores acima de 30 °API. Além disso, para alcançar a miscibilidade com o GN em geral são necessárias pressões elevadas, acima das pressões originais dos reservatórios. Sobrepressões muito elevadas podem provocar o faturamento dos reservatórios ou a reativação de falhas, que podem provocar exsudações para o fundo do mar. Esses riscos são maiores para os reservatórios com menor soterramento, que geralmente ocorrem em águas profundas. Levando em conta esses aspectos, a injeção de GN não foi selecionada para o estudo de caso da Bacia de Campos.

### 3.3.2 Injeção Miscível de CO<sub>2</sub>

Assim como no caso da injeção miscível de GN, a maior parte das aplicações ocorreu em campos com óleos leves e com baixa viscosidade (Figura 29), sendo que a maior parte dos casos ocorreu em óleos acima de 30 °API e com viscosidade até 2 cP.



**Figura 29 – Dados referentes a projetos de injeção miscível de CO<sub>2</sub>. (a) Viscosidade do óleo; (b) Densidade do óleo; (c) Saturação de óleo.**

Fonte: KANG *et al.*, 2014.

Muitos dos critérios qualitativos para a seleção em campos marítimos (Tabela 9) são semelhantes aos da injeção miscível de GN. Uma diferença é que a obtenção de CO<sub>2</sub> é muito mais difícil, e sua disponibilidade é um fator crítico (KANG *et al.*, 2014). Outro ponto importante é que o CO<sub>2</sub> é um ácido fraco, que se torna corrosivo ao ser dissolvido em água. Portanto, é necessário verificar a compatibilidade dos materiais utilizados para mitigar a corrosão em linhas e equipamentos.

Em relação ao descarte do CO<sub>2</sub>, para reduzir a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera ou evitar piorar a qualidade do gás exportado, é preferível que seja realizada a injeção no próprio reservatório, realizando o armazenamento geológico.

Por fim, em relação às questões de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) é importante monitorar os vazamentos de CO<sub>2</sub>, pois concentrações mais elevadas podem provocar a perda de consciência ou até a morte instantânea por asfixia (SALIM *et al.*, 2012). Além disso, por ser mais denso que o ar, um plano de evacuação para o mar pode não ser apropriado (KANG *et al.*, 2014).

**Tabela 9 - Considerações para seleção devido a restrições em campos marítimos – injeção de CO<sub>2</sub>.**

Restrições	Injeção	Descarte	Produção	SMS
<b>Localização Remota</b>	Preferência por fonte de CO <sub>2</sub> próxima, ou separação do gás produzido	Preferência pela injeção no reservatório	-	Plano de evacuação especial
	Requisitos de compatibilidade da água (WAG)		-	Monitorar vazamentos de CO <sub>2</sub>
	Diluição máxima permitida	-	-	-
<b>Altos custos dos poços</b>	-	-	Planejamento para produção antecipada de gás	-
<b>Limitações de espaço e peso</b>	-	Preferência pela injeção no reservatório	Grandes capacidades para separação de fluidos e compressão de gás	-
<b>Condições Meteorológicas ruins</b>	-	-	-	-
<b>Sistema de subsuperfície</b>	Mitigação de corrosão, asfaltenos e hidratos Compatibilidade de material	-	Mitigação de parafina, corrosão, asfalteno e hidrato	-

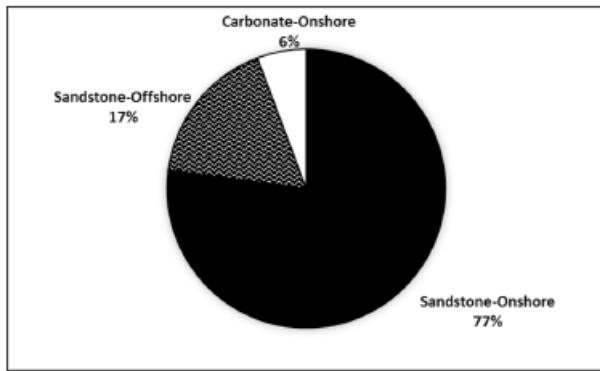
Fonte: KANG *et al.*, 2014 (adaptado).

Em relação à BC, um aspecto crítico é que atualmente não existe uma fonte abundante e acessível de CO<sub>2</sub>. Os campos do pós-sal, que representam a maior parte da produção atual e das reservas, em geral apresentam baixos teores de CO<sub>2</sub> no gás produzido. Uma alternativa em seríá construir uma malha de gasodutos para interligar plantas industriais como as destilarias aos campos, mas seria necessário realizar grandes investimentos iniciais para desenvolver a infra-estrutura (MERSCHMANN, 2014). Outra possibilidade futura é que aumente muito a produção dos reservatórios do pré-sal, e que na BC esses também apresentem valores elevados de CO<sub>2</sub>, semelhantes aos encontrados na Bacia de Santos.

Além da questão do fornecimento do CO<sub>2</sub>, apesar de apresentar condições mais favoráveis à miscibilidade que o GN, ou seja, pressões menores e óleos um pouco mais pesados, a maior parte das aplicações foi realizada com óleos significativamente mais leves e menos viscosos do que a maior parte dos óleos da BC. Portanto a injeção de CO<sub>2</sub> também não foi selecionada para o estudo de caso da Bacia de Campos.

### 3.3.3 Injeção de Polímeros

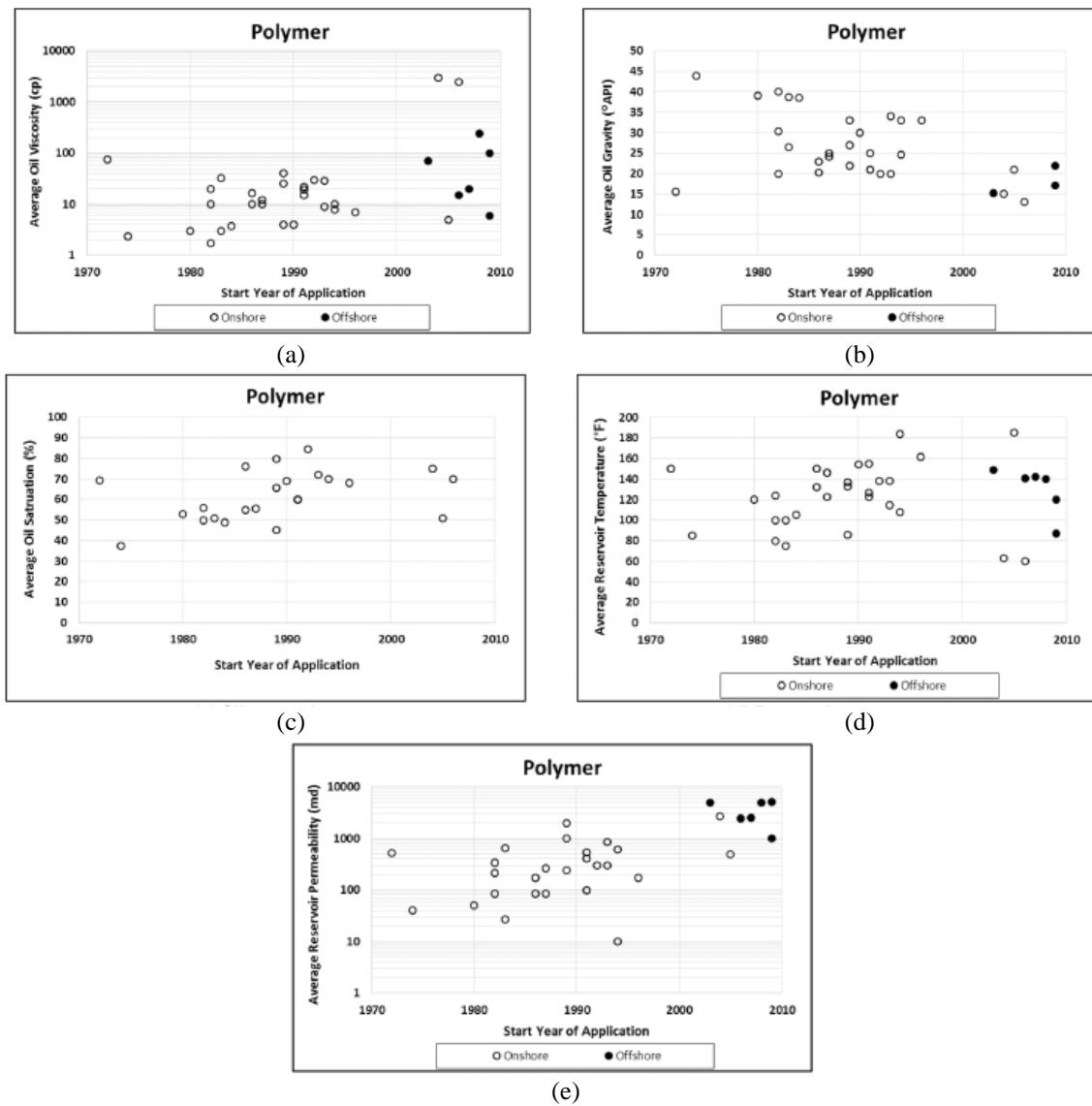
A maior parte das aplicações de polímeros ocorreu em arenitos (Figura 30), sendo que no caso dos campos marítimos não há nenhum caso em carbonatos, devido a preocupações com a elevada retenção do polímero em reservatórios desse tipo (KANG *et al.*, 2014).



**Figura 30 – Tipos de reservatório das aplicações de polímeros em campos terrestres (onshore) e marítimos (offshore).**

Fonte: KANG *et al.*, 2014.

Os valores médios de viscosidade, densidade, saturação do óleo, temperatura e permeabilidade do reservatório são apresentados na Figura 31. Para os campos marítimos verificamos viscosidades entre 6 e 240 cP, densidades entre 15 e 23 °API, e temperaturas entre 80 e 160 °F. Em relação à permeabilidade nota-se uma tendência de valores maiores para os campos marítimos, entre 1000 e 5000 mD.



**Figura 31 – Dados referentes a projetos de injeção de polímeros. (a) Viscosidade do óleo; (b) Densidade do óleo; (c) Saturação de óleo; (d) Temperatura; (e) Permeabilidade.**

Fonte: KANG *et al.*, 2014.

Devido à sua relação direta com a viscosidade, como será discutido no capítulo 4, a injeção de água com baixa salinidade e baixa dureza é preferível. Na Tabela 10 são apresentadas outras considerações para a aplicação de polímeros, levando em conta as restrições presentes em ambientes marinhos. Uma recomendação que merece destaque é a preferência por unidades individuais por conta das limitações de espaço e peso nas UEP. O aluguel dessas unidades pode reduzir o custo e tempo de implantação do projeto, além de permitir uma maior flexibilidade para a empresa operadora (WODEHOUSE e HENTHORNE, 2011).

**Tabela 10 - Considerações para seleção devido a restrições em ambientes marinhos – injeção de polímeros.**

Restrições	Injeção	Descarte	Produção	SMS
<b>Localização Remota</b>	Água compatível com requisitos de baixa salinidade e dureza	Reciclagem do polímero produzido	Preferência por separação de fluido <i>on-site</i> .	-
	Preparação de solução polimérica homogênea com o mínimo de impurezas	Reinjeção da água produzida com polímero		
<b>Altos custos dos poços</b>	Polímeros com estabilidade de longa duração	-	-	-
<b>Limitações de espaço e peso</b>	Preferência por unidade individual	Transportar polímeros não biodegradáveis para tratamento fora da plataforma.	Mitigação de emulsão levando em conta a precipitação do polímero	Preferência por unidade individual
	Hidratação rápida do polímero			
<b>Clima ruim</b>	Preferência por alta capacidade de armazenamento	-	-	-
<b>Sistema de subsuperfície</b>	Degradação mecânica do polímero	-	-	-

Fonte: KANG *et al.*, 2014.

Em relação à BC, pode-se verificar na Tabela 1 e na Figura 17 que a maior parte dos reservatórios se adequa bem em termos de densidade do óleo e permeabilidade. A temperatura na maior parte dos casos está associada à espessura do soterramento dos reservatórios. Como na maior parte dos casos os reservatórios em águas profundas possuem sotterramentos relativamente pequenos, existem muitos reservatórios da BC que possuem temperaturas baixas, como de 58 a 65 °C em Roncador (PÁDUA *et al.*, 1998) e de 45 a 60 °C em Marlim Sul (FIGUEIREDO JÚNIOR *et al.*, 2007). Não foram encontrados muitos dados referentes à salinidade e dureza da água de formação, mas esses aspectos devem ser menos relevantes se considerarmos a injeção do polímero em zonas de óleo.

Levando em conta esses aspectos, além da elevada produção de água que ocorre na maior parte dos campos BC, a injeção de polímeros foi selecionada para o estudo de caso. É importante ressaltar que apesar de já ter considerada uma tecnologia madura, a aplicação de polímeros em campos marítimos ainda é muito recente, e envolve muitas incertezas e desafios tecnológicos. Entretanto, as aplicações recentes em grande escala, como em Bohai Bay e em Dália, além de outros projetos pilotos realizados ou em avaliação (seção 3.2.3) devem contribuir para o aperfeiçoamento da tecnologia.

### 3.3.4 Injeção de Água com Baixa Salinidade

Em um estudo recente, Dang *et al.* (2015) apresentam uma revisão sobre diversos aspectos relacionados a projetos de injeção com baixa salinidade, desde os critérios de seleção até o posicionamento de poços e otimização do processo. Os critérios de seleção indicados estão relacionados na Tabela 11. Os mecanismos físico-químicos envolvidos na injeção com baixa salinidade serão discutidos no próximo capítulo (seção 4.3), de qualquer forma já pode-se verificar que eles envolvem aspectos como a composição mineral da rocha e da água de formação, que geralmente não são determinantes para os demais métodos de EOR.

**Tabela 11 – Critérios de seleção para injeção de água com baixa salinidade.**

Propriedade	Condição preferida
Reservatório	Arenitos
	Carbonatos (possibilidade)
Óleo cru	Deve conter componentes polares (não efetivo com óleo sintético)
	Viscosidade não muito alta para injeção de água
Argilominerais	O reservatório deve conter quantidades suficientes de argilas
	Areias médias com elevados conteúdos de argila, porosidade e permeabilidade
Minerais do Reservatório	Calcita
	Dolomita
Água de Formação	Presença de íons divalentes como o $\text{Ca}^{+2}$ e $\text{Mg}^{+2}$
Molhabilidade Inicial	Molhável ao óleo ou intermediária
	Pequena ou não efetiva em reservatórios fortemente molháveis à água
Temperatura do Reservatório	Sem limitações
Profundidade do Reservatório	Sem limitações
Fluido Injetado	Salinidade inferior à da água de formação
	Deve conter íons divalentes
	A composição injetada deve promover a adsorção os íons divalentes

Fonte: DANG *et al.*, 2015 (adaptado).

Não foram encontrados muitos dados referentes à molhabilidade, composição da água de formação ou teor de argilominerais dos reservatórios da BC. No entanto, em rochas sedimentares formadas em ambientes marinhos, devido à alcalinidade e grandes quantidades de cálcio dissolvido, é frequente a presença de argilominerais, em particular do tipo glauconita, esmectita, ilita, clorita e paligorskita (BORGES, 2012). Além disso, os principais reservatórios são arenitos, em particular turbiditos siliciclásticos, e a

injeção de água é o principal método de recuperação utilizado, conforme discutido na seção 2.3.

Apesar de essa última ser uma tecnologia mais recente, ela tem apresentado um grande interesse nos últimos anos, conforme discutido na seção 3.2.4. Além disso, ela apresenta características interessantes para aplicações em campos marítimos, por não envolver a adição de produtos químicos na água injetada nem na produzida.

Outro fator favorável à injeção com baixa salinidade é que ela pode potencializar a injeção de polímeros, por requerer uma menor concentração para aumentar a viscosidade da solução. Além disso, como será discutido no próximo capítulo (seção 4.2.6), salinidades menores favorecem o efeito viscoelástico da solução polimérica, que pode provocar uma redução na saturação de óleo residual.

Portanto, apesar das incertezas em relação aos mecanismos físico-químicos responsáveis pelo aumento na recuperação de óleo e de ainda não existirem aplicações em escala comercial, essa tecnologia foi selecionada para o estudo de caso da BC. Como não há dados experimentais publicados referentes às rochas e fluidos da BC, os resultados obtidos devem ser considerados bem preliminares, pois utilizaram algumas propriedades referentes a outros campos.

## **4 DESCRIÇÃO DAS TECNOLOGIAS SELECIONADAS**

Neste capítulo serão descritos os principais aspectos referentes às tecnologias selecionadas para o estudo de caso. Inicialmente, na seção 4.1, serão discutidos aspectos gerais sobre o fluxo em meios porosos, que são importantes para a compreensão dos mecanismos de recuperação melhorada em questão. Nas seções seguintes serão discutidos os mecanismos da injeção de polímero e da injeção de água com baixa salinidade.

### **4.1 ESCOAMENTO BIFÁSICO EM MEIOS POROSOS**

#### **4.1.1 Porosidade**

Refere-se à fração do volume ocupado pelos poros das rochas reservatórios, isto é, a fração ocupada pelos fluidos entre a matriz sólida. Pode haver poros isolados, que não irão contribuir para o fluxo no meio poroso. Do ponto de vista da engenharia de reservatórios, deseja-se quantificar apenas a fração interconectada, que é chamada de porosidade efetiva (ROSA *et al.*, 2006).

#### **4.1.2 Saturações**

Em reservatórios contendo hidrocarbonetos, o volume poroso pode ser ocupado por três tipos de fluidos: água, óleo e gás. A saturação de cada fluido é definida como a razão entre o seu volume e o volume poroso de determinada região do reservatório, e pode ser calculada como (ROSA *et al.*, 2006):

$$S_i = \frac{V_i}{VP}$$

sendo:

$i$  – índice referente ao tipo de fluido;

$S_i$  – saturação do fluido;

$V_i$  – volume ocupado pelo fluido;

$VP$  – volume poroso.

A saturação irredutível de água irredutível ( $S_{wi}$ ) corresponde ao valor mínimo da saturação de água em um processo de embebição de óleo (ROSA *et al.*, 2006). Ou seja, refere-se à água presente na formação geológica que permanece adsorvida à rocha reservatório após o preenchimento dos poros das rochas do reservatório com óleo.

A saturação de óleo residual ( $S_{or}$ ) é a saturação mínima de óleo em uma injeção com fluidos imiscíveis (DAKE, 1978), ou seja, refere-se ao óleo que permanece trapeado nos poros e não pode ser deslocado pelo fluido injetado..

#### 4.1.3 Permeabilidade

A equação básica para descrever o deslocamento de fluidos em meios porosos foi desenvolvida pelo engenheiro francês Henry Darcy (1856), na qual a vazão do fluido através de um volume da rocha varia diretamente com a permeabilidade, a área da seção transversal ao fluxo e com o gradiente hidráulico, e inversamente com a viscosidade do fluido (ROSA *et al.*, 2006):

$$q = \frac{k \cdot A \Delta P}{\mu \Delta x}$$

sendo:

$q$  – vazão de fluido;

$k$  – permeabilidade do meio poroso;

$\mu$  –viscosidade do fluido;

$A$  – área da seção transversal ao fluxo;

$\Delta P$  – diferencial de pressão.

A permeabilidade de um meio poroso está relacionada com a facilidade de fluxo de um determinado fluido através de seus canais porosos. Quanto maior o número de estrangulamentos, mais estreitos e mais tortuosos forem esses canais, maior a dificuldade para os fluidos se moverem no interior da rocha, portanto, menor sua permeabilidade. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos, apresentando uma maior permeabilidade.

A permeabilidade é uma constante de proporcionalidade característica do meio poroso e sua unidade mais usual é o Darcy ( $D$ ). Como o Darcy é uma unidade muito grande, o submúltiplo “miliDarcy” ( $mD$ ) é mais utilizado (ROSA *et al.*, 2006). Por definição, um Darcy é a permeabilidade de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1  $atm/cm$  aplicado em um fluido com viscosidade de 1  $cP$  provoca a vazão de 1  $cm^3/s$  através de seção transversal de 1  $cm^2$ . No Sistema Internacional de Unidades (SI) a permeabilidade é expressa em  $m^2$ , sendo 1  $mD$  equivalente a  $9,869233 \times 10^{-13} m^2$ , que é aproximadamente igual a 1  $(\mu m)^2$  (SPE, 1984).

#### **4.1.4 Permeabilidade relativa**

A Lei de Darcy, na forma da equação apresentada acima, é aplicável para rochas saturadas com apenas um fluido. No caso da presença de mais de um fluido, deve-se usar o conceito de permeabilidade relativa, que é definida como (ROSA *et al.*, 2006):

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k}$$

sendo:

$k_{ri}$  – permeabilidade relativa ao fluido  $i$  ;

$k_i$  – permeabilidade efetiva ao fluido  $i$  ;

$k$  – permeabilidade absoluta do meio poroso, geralmente calculada em relação ao ar.

As curvas de permeabilidade relativa bifásica são obtidas através de experimentos laboratoriais realizados em amostras do reservatório. No caso da recuperação através da injeção de água, costuma-se representar as curvas de permeabilidade relativa do óleo e da água em função da saturação de água. Um modelo matemático para essas curvas muito utilizado na indústria do petróleo é o modelo

modificado de Brooks e Corey, representados pelas equações a seguir (BEHRENBRUCH e GODA, 2006):

$$k_{rw} = S_*^{N_w} E_w$$

$$k_{ro} = (1 - S_*)^{N_o} E_o$$

$$E_w = k_{rw}(S_{or})$$

$$E_o = k_{ro}(S_{wi})$$

$$S_* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}}$$

sendo:

$k_{rw}$  – permeabilidade relativa à água;

$k_{ro}$  – permeabilidade relativa ao óleo;

$S_*$  – saturação de água normalizada;

$S_w$  – saturação de água;

$S_{wi}$  – saturação de água irredutível;

$S_{or}$  – saturação de óleo residual

$E_w$  – ponto terminal da permeabilidade relativa à água;

$E_o$  – ponto terminal da permeabilidade relativa ao óleo;

$N_w$  – expoente de Corey da água;

$N_o$  – expoente de Corey do óleo.

#### 4.1.5 Eficiência de Varrido e Eficiência de Deslocamento

A eficiência de varrido refere-se ao percentual do reservatório que foi invadido pelo fluido injetado até determinado instante. A eficiência de varrido horizontal refere-se ao percentual da área em planta, a eficiência de varrido vertical é calculada em relação à área da seção vertical do reservatório, e a eficiência volumétrica é a razão entre o volume do reservatório invadido e o volume total do reservatório (ROSA *et al.*, 2006).

Mesmo após a invasão do fluido injetado, existe um volume de óleo que permanece dentro da zona varrida. A eficiência de deslocamento é uma medida da redução da saturação de óleo na região invadida pelo fluido deslocante, e pode ser definida como a razão entre o volume de óleo deslocável e o volume poroso ou como a razão entre o volume de óleo deslocável e o volume de óleo originalmente existente (ROSA *et al.*, 2006).

#### 4.1.6 Razão de Mobilidade

Um dos principais fatores responsáveis pela eficiência de varrido é a razão ( $M$ ) entre mobilidade do fluido injetado e a mobilidade do fluido deslocado. Para o caso da injeção de água, essa razão é definida como (ROSA *et al.*, 2006):

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

sendo:

$k_w$  – permeabilidade efetiva à água;

$k_w$  – permeabilidade efetiva à água;

$\mu_w$  – viscosidade da água;

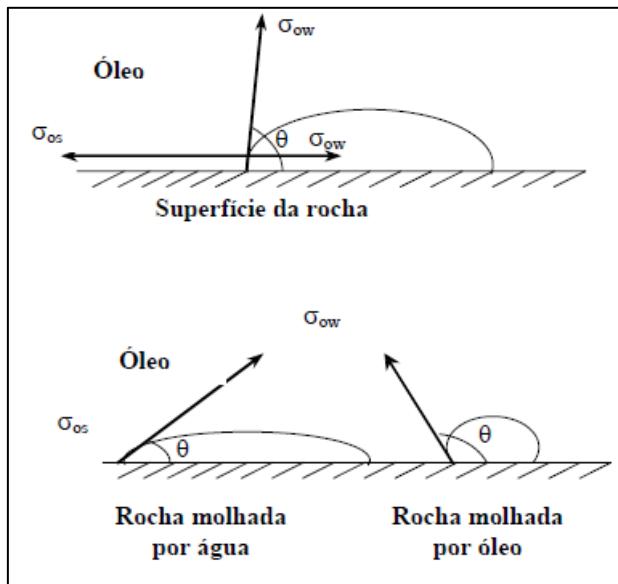
$\mu_o$  – viscosidade do óleo.

Quanto maior a razão de mobilidade, mais rápido a água se deslocará no meio poroso e menor será a eficiência de varrido.

#### 4.1.7 Molhabilidade

A molhabilidade refere-se à tendência preferencial de um líquido espalhar-se sobre uma superfície que está imersa em outro fluido. Ela pode ser medida pelo ângulo de contato entre o líquido e a superfície. A Figura 32 ilustra um sistema rocha-água-óleo. Quanto menor o ângulo de contato ( $\theta$ ), maior a facilidade de a água se espalhar na superfície. Se o ângulo de contato entre a rocha e o líquido for menor do que  $90^\circ$ , a

rocha é molhável à água, e se esse ângulo for maior, a rocha é molhável pelo óleo (ROSA *et al.*, 2006). Um sistema será completamente molhável à água, caso não exista nenhum contato entre o óleo e a superfície da rocha.

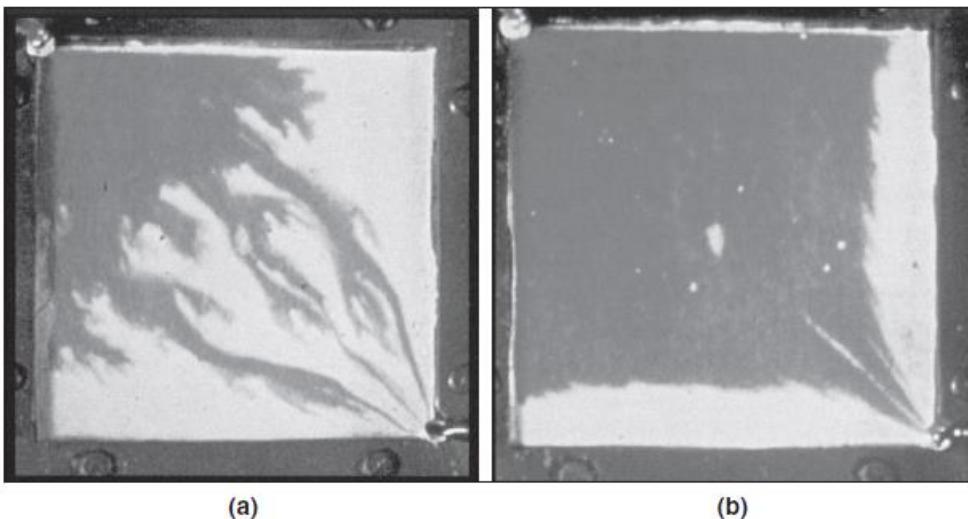


**Figura 32 – Molhabilidade para o sistema rocha -água-óleo.**

Fonte: WILLHITE, 1986.

## 4.2 INJEÇÃO DE POLÍMERO

A injeção de polímeros é um dos métodos de recuperação melhorada mais antigos, cujo principal objetivo é reduzir a mobilidade da água no meio poroso. Como a água injetada geralmente tem uma viscosidade menor que o óleo, ela se desloca com maior facilidade, criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e os produtores. A adição de polímeros à água de injeção aumenta sua viscosidade, o que leva à redução na formação dos caminhos preferenciais e ao aumento da região varrida pelo fluido injetado (Figura 33).



**Figura 33 – Diferenças na eficiência de varrido entre a injeção com água (a) e com polímeros (b).**

Fonte: SHENG, 2011.

Além dos efeitos sobre a viscosidade do fluido injetado, as moléculas de polímero podem ser retidas no meio poroso, provocando reduções significativas na permeabilidade. Como essa redução ocorre nas zonas varridas, pode aumentar a recuperação do óleo por conta da divergência do fluido injetado. No entanto, caso a redução seja muito grande, em especial na região próxima ao poço injetor, pode reduzir muito sua injetividade e acabar tendo um efeito prejudicial.

Outro efeito que pode ser provocado pela injeção de polímeros, em determinadas condições, é o aumento da eficiência de deslocamento. Como será desenvolvido na seção 4.2.6, essa maior eficiência pode ser atribuída a uma redução na saturação de óleo residual (WANG *et al.*, 2000; HUH e POPE, 2008) ou simplesmente a uma redução na saturação de óleo remanescente devido a modificações nas curvas de fluxo fracionário para óleos muitos viscosos<sup>21</sup> (KOH *et al.*, 2016).

#### 4.2.1 Tipos de Polímeros

Os dois principais tipos de polímeros são os sintéticos, como a poliacrilamida (PAM) e os biopolímeros, como a goma xantana. Como as poliacrilamidas são fortemente adsorvidas nas superfícies minerais, elas são parcialmente hidrolisadas para

<sup>21</sup> Nos experimentos realizados por Koh *et al.* (2016) foram utilizados óleos com viscosidades entre 80cP e 763cP, enquanto a viscosidade da água injetada era entre 0,48 cP e 0,66cP.

reduzir os níveis de adsorção, formando as poliacrilamidas hidrolisadas (HPAM) (SHENG, 2011).

Em muitas condições as soluções com HPAM apresentam uma viscoelasticidade significativamente maior que com a goma xantana, e por isso elas são as mais utilizadas em aplicações de EOR (MANRIQUE *et al.*, 2006).

Por sua vez, a goma xantana apresenta uma boa resistência à degradação mecânica e não é tão sensível à salinidade (SHENG, 2011). Morel *et al.* (2008) apresentaram uma comparação entre os dois tipos para a aplicação no Campo de Dália, em que a HPAM foi selecionada. Os principais motivos apontados foram o preço e a disponibilidade industrial, já que a injeção em todo o campo iria demandar um aumento de 50% na produção mundial da goma xantana.

#### **4.2.2 Viscosidade**

A viscosidade é a propriedade mais importante das soluções poliméricas, sendo influenciada por diversos fatores.

##### *(1) Salinidade e concentração*

Para as poliacrilamidas com um grupo de amida (-CONH<sub>2</sub>), a adição de sais provoca um aumento na viscosidade. No entanto, para as poliacrilamidas hidrolisadas, a adição de sais monovalentes, como o NaCl, provocará uma redução na viscosidade. Isso ocorre porque os sais neutralizam as cadeias laterais da HPAM, reduzem a repulsão entre trechos da cadeia, que não permanece tão esticada. Com isso as cadeias são comprimidas, reduzindo a viscosidade. No caso da adição de sais divalentes, como o CaCl<sub>2</sub> ou o MgCl<sub>2</sub>, o efeito sobre a viscosidade vai depender do grau de hidrólise das PAM.

A relação entre a viscosidade a baixas taxas de cisalhamento ( $\mu_p^0$ ), a concentração do polímero e a salinidade pode ser obtida através da equação de Flory-Huggins (SHENG, 2011):

$$\mu_p^0 = \mu_w(1 + (A_{p1}C_p + A_{p2}C_p^2 + A_{p3}C_p^3)C_{sep}^{S_p}),$$

sendo:

$\mu_w$  – viscosidade da água;

$C_p$  – concentração do polímero na água;

$C_{sep}$  – salinidade efetiva para o polímero.

$A_{p1}$ ,  $A_{p2}$ ,  $A_{p3}$  e  $S_p$  – parâmetros de ajuste.

## (2) Taxa de Cisalhamento

Soluções poliméricas geralmente se comportam como fluidos pseudoplásticos. Quando submetidos a baixas taxas de cisalhamento, elas apresentam uma viscosidade praticamente constante, conhecida como *plateau* newtoniano. A partir de determinado limiar, a viscosidade é reduzida de acordo com uma lei de potência, e essa fase é conhecido como *shear thinning*. Essa redução ocorre até que sejam alcançados níveis de viscosidade próximos aos valores da água sem polímeros. A curva principal apresentada na Figura 34 ilustra esse comportamento, e corresponde a uma equação matemática desenvolvida por Carreau (SHENG, 2011). Para alguns polímeros pode ocorrer o aumento da viscosidade a taxas de cisalhamento mais elevadas, devido ao alongamento de suas moléculas (BALLARD *et al.*, 1988). Essa fase é conhecida como *shear thickening*, e não está representada na Figura 34.

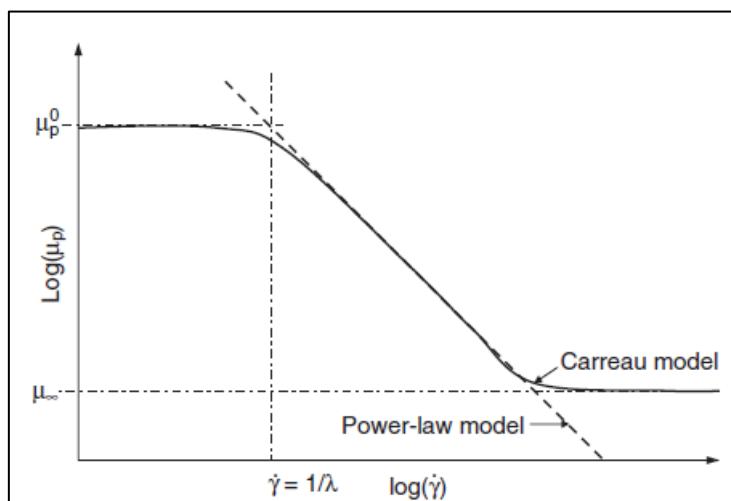


Figura 34 – Comparação entre os modelos de Carreau e de leis de potência.

Fonte: SHENG, 2011.

### (3) Temperatura

A viscosidade aparente para baixas taxas de cisalhamento pode ser obtida pela equação de Arrhenius (SHENG, 2011)

$$\mu_p = A_p e^{(E_a/RT)}$$

sendo:

$\mu_p$  – viscosidade aparente do polímero;

$A_p$  – fator de frequência;

$E_a$  – energia de atividade da solução polimérica;

$R$  – constante universal dos gases;

$T$  – temperatura absoluta.

Conforme indicado na equação, a viscosidade diminui rapidamente com o aumento da temperatura. Maiores valores da  $E_a$  implicam numa maior sensibilidade à temperatura. De acordo com Luo *et al.* (2006 apud SHENG, 2011), a HPAM apresenta comportamentos distintos a baixa e altas temperaturas. Para temperaturas abaixo de 35 °C, o valor da  $E_a$  é baixo, e a viscosidade não varia muito com a temperatura. Temperaturas maiores resultam numa maior  $E_a$ , que implicam em uma maior sensibilidade às variações de temperatura.

### 4.2.3 Estabilidade

Os processos que quebram as moléculas dos polímeros são chamados de degradação, que podem ser químicos, mecânicos ou biológicos.

A degradação química ocorre basicamente devido a reações de oxirredução e hidrólise. As primeiras são provocadas pela presença do oxigênio, sendo que o aumento da temperatura acelera bastante as reações. Na hidrólise as moléculas do polímero reagem com os íons  $H^+$  e  $OH^-$ , formando moléculas menores. A temperatura é o principal fator dessas reações, sendo que as poliacrilamidas apresentam boa estabilidade até 120 °C; temperaturas mais elevadas aumentam a taxa das reações de hidrólise e

podem provocar alterações significativas nas propriedades, reologia e comportamento das fases da solução polimérica (RYLES, 1988).

A degradação mecânica refere-se à quebra das moléculas que ocorrem em regiões de altas vazões, como nas regiões do reservatório próximas ao poço injetor, nos equipamentos de superfícies do sistema de injeção e nas válvulas de restrição de fluxo (SHENG, 2011). As poliacrilamidas são muito mais sensíveis do que a goma xantana, por conta de sua estrutura espiralada flexível (SERIGHT *et al.*, 1983). Além das altas vazões, maiores distâncias de fluxo e menores permeabilidades aumentam a degradação mecânica (SORBIE, 1991).

Por fim, a degradação biológica é provocada por bactérias durante a estocagem ou dentro do reservatório, e apesar de ser mais relevante no caso dos biopolímeros, também pode acontecer em polímeros sintéticos; essa degradação só é relevante em baixas temperaturas ou na ausência de biocidas efetivos (SHENG, 2011).

#### **4.2.4 Retenção no meio poroso**

Existem três formas de retenção do polímero no meio poroso: trapeamento mecânico, retenção hidrodinâmica e adsorção (DOMINGUEZ e WILLHITE, 1977).

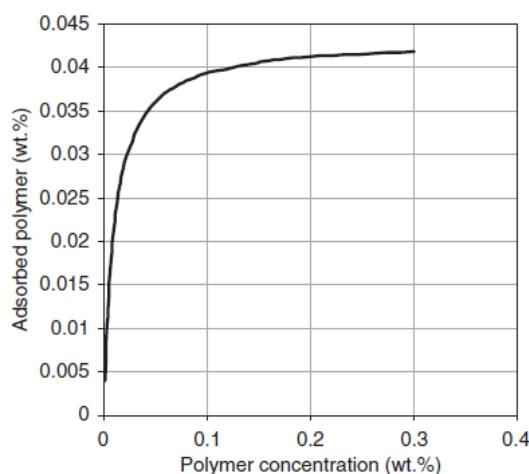
O trapeamento mecânico ocorre quando moléculas grandes do polímero ficam presas em canais porosos estreitos; ela depende da distribuição dos tamanhos de poros, e é mais provável em formações com baixa permeabilidade (SZABO, 1975; DOMINGUEZ e WILLHITE, 1977). Nesses casos pode haver um bloqueio dos poros na região próxima ao poço injetor, o que é totalmente indesejável. Por isso a injeção de polímeros deve ser usada em formações com boa permeabilidade.

Foi observado em alguns experimentos com amostras de rocha que o nível de retenção aumenta com a vazão do fluido injetado (CHAUVETEAU e KOHLER, 1974 *apud* SHENG, 2011). A parcela da retenção que depende do aumento de vazão é a retenção hidrodinâmica. Ela não é muito bem entendida, mas em geral acredita-se que não é muito significativa em relação ao total do material retido (SORBIE, 1991).

A adsorção é o principal mecanismo de retenção, e se refere à ligação entre as moléculas dos polímeros e a superfícies da rocha; essa ligação ocorre devido à adsorção física, forças de van der Waals e ligações de hidrogênio (SHENG, 2011).

Na maior parte dos casos a adsorção é considerada irreversível, ou seja, não diminui com a redução da concentração do polímero (SZABO, 1979; LAKATOS *et al.*, 1979; GRAMAIN e MYARD, 1981 apud SHENG, 2011). Mesmo que algumas moléculas do polímero possam ser removidas após uma exposição prolongada à injeção de água, a taxa de remoção é muito menor que a taxa de retenção. Portanto, para fins práticos, pode-se considerar o processo irreversível.

A Figura 35 mostra um exemplo de isoterma do tipo Langmuir, com a relação entre a adsorção e a concentração do polímero. Nota-se que a adsorção do polímero apresenta um comportamento assintótico, a partir de baixos valores de concentração a curva se estabiliza, tendendo rapidamente a um valor constante para concentrações mais altas. Este fato foi confirmado em diversos experimentos (VELA *et al.*, 1976; SHAH, 1978 apud SHENG, 2011).



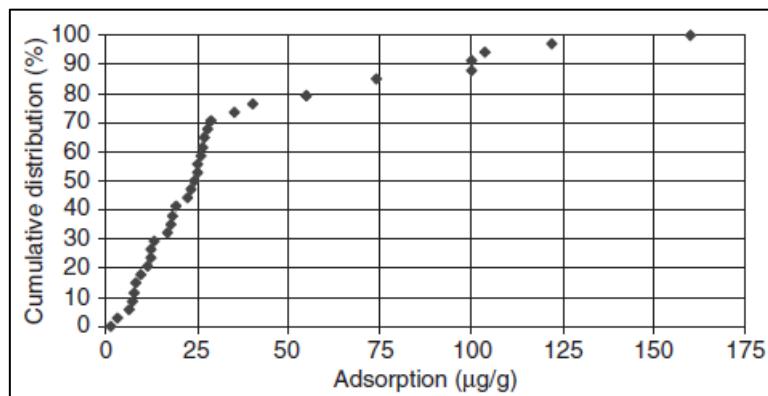
**Figura 35 – Adsorção do polímero em diferentes concentrações.**

Fonte: SHENG, 2011.

A adsorção depende de diversos fatores, como a salinidade do solvente, o tipo de polímero e a composição da superfície da rocha (SHENG, 2011). O aumento da salinidade (concentração de NaCl) do solvente aumenta o nível de adsorção (LAKATOS *et al.*, 1979; MARTIN *et al.*, 1983). A goma xantana apresenta menores níveis de adsorção que a HPAM, e é menos sensível à salinidade do solvente (SORBIE, 1991; GREEN e WILLHITE, 1998). Os níveis de adsorção da HPAM em carbonatos de

cálcio são muito maiores que em superfícies de sílica, o que pode ser atribuído às fortes interações entre a superfície dos íons de cálcio ( $\text{Ca}^{+2}$ ) e os grupos de carboxilas (-COOH) na HPAM (SMITH, 1970; SZABO, 1979; LAKATOS *et al.*, 1979 *apud* SHENG, 2011).

A Figura 36 apresenta as distribuições cumulativas da adsorção para HPAM para diversos estudos publicados, sendo que a adsorção mediana é de 24  $\mu\text{g}$  de polímero / g de rocha.



**Figura 36 – Distribuição cumulativa da adsorção para polímeros sintéticos (HPAM).**

Fonte: SHENG, 2011.

#### 4.2.5 Redução na permeabilidade

A retenção do polímero provoca uma redução na permeabilidade da rocha. O Fator de Redução da Permeabilidade ( $F_{RP}$ ) é definido como:

$$F_{RP} = \frac{\text{Permeabilidade da rocha para o fluxo de água}}{\text{Permeabilidade da rocha para o fluxo da solução com polímero}}$$

O valor do  $F_{RP}$  diminui com o aumento da permeabilidade, e depende diretamente da quantidade de polímero adsorvido (BONDOR *et al.*, 1972 e PANG *et al.*, 1998b *apud* SHENG, 2011).

Como a adsorção pode ser considerada irreversível, pode-se definir também o Fator de Redução da Permeabilidade Residual ( $F_{RPR}$ ), que também é chamado de Fator de Resistência Residual, como:

$$F_{RPR} = \frac{\text{Permeabilidade da rocha à água antes da injeção do polímero}}{\text{Permeabilidade da rocha à água após a injeção do polímero}}$$

Como a adsorção do polímero geralmente é irreversível, para um determinado volume de controle do reservatório, o  $F_{RPR}$  será o máximo  $F_{RP}$  obtido durante o histórico da injeção do polímero.

A redução na permeabilidade provocada pela retenção do polímero aplica-se somente a fase aquosa, pois o polímero não se solubiliza no óleo. Portanto, as curvas de permeabilidade relativa ao óleo ( $k_{ro}$ ) permanecem praticamente inalteradas, enquanto as curvas de permeabilidade relativa à solução polimérica ( $k_{rp}$ ) sofrem uma grande redução. Esse mecanismo de redução desproporcional da permeabilidade é utilizado para reduzir a produção de água em poços produtores, utilizando tratamentos com polímeros e géis.

#### 4.2.6 Aumento da eficiência de deslocamento

De acordo com Sheng (2011), convencionalmente acreditava-se que a injeção de polímeros aumenta apenas a eficiência de varrido, e não a de deslocamento. Essa compreensão baseava-se na correlação entre o número capilar e a saturação de óleo residual ( $S_{or}$ ) (STEGEMEIER 1974, 1977; LAKE 1989 apud HUH e POPE, 2008). Seria necessário um aumento no número capilar de cerca de duas ordens de grandeza acima dos valores típicos da injeção de água para reduzir a  $S_{or}$ , enquanto a adição dos polímeros aumenta a viscosidade cerca de 10 vezes. No entanto, foram verificados aumentos na fração recuperada maiores que 13% do VOOIP com a injeção de polímeros em Daqing, enquanto esperava-se aumentos da ordem de 5% (WANG *et al.*, 2000), e os pesquisadores chineses atribuíram o melhor desempenho ao comportamento viscoelástico do polímero e à redução da saturação de óleo residual.

Alguns dos primeiros estudos<sup>22</sup> que sugeriram uma redução significativa na  $S_{or}$  foram elaborados a partir da experiência com a injeção de polímeros em larga escala no Campo de Daqing, na China. Wang *et al.* (2000) reportaram uma redução entre 6 e 7% na  $S_{or}$ . Eles compararam a injeção do polímero (PAM) com a de uma solução com glicerina com a mesma viscosidade, e observaram uma diferença no fator de recuperação de aproximadamente 5%. Essa recuperação adicional foi atribuída ao comportamento viscoelástico do polímero, que provoca uma força paralela à interface óleo-água, capaz de “arrastar” parte do óleo que estava imóvel. Quanto maior a elasticidade do fluido, maior a recuperação adicional do óleo.

É importante ressaltar que na injeção de polímeros realizada no Campo de Daqing foi utilizada uma água com baixa salinidade, captada em rios. Wang *et al.* (2000) observaram um aumento de 15 vezes no módulo de elasticidade da solução com uma salinidade de 700 ppm, quando comparado a uma salinidade de 20.000 ppm. Portanto, além de aumentar a viscosidade da solução, a redução na salinidade aumenta sua elasticidade.

Em um estudo recente, Koh *et al.* (2016) afirmam que apesar dos diversos estudos publicados nas últimas duas décadas sobre esse efeito da injeção com polímeros, ainda há muitas incertezas sobre a redução na saturação de óleo residual e suas causas. Por conta disso, eles realizaram uma série de experimentos em amostras de reservatórios com óleos viscosos, e encontraram reduções na saturação de óleo de 4,5% a 34% após a injeção com polímero, em comparação com a injeção de água. Os autores concluíram que a maior parte dessa redução pode ser explicada a partir da diferença entre as curvas de fluxo fracionário, ainda que seja assumido o mesmo valor de saturação de óleo residual para a água e para o polímero. Com isso eles concluem que, para óleos viscosos, a saturação de óleo ao final da injeção de água (isto é, quando se atinge frações de água maiores que 99%) é melhor definida como saturação de óleo “remanescente”, em vez da verdadeira saturação de óleo “residual”. Em termos práticos, seja em experimentos de laboratório ou em projetos de campo, não é viável alcançar a saturação de óleo residual utilizando a injeção de água em reservatórios com óleos muito viscosos. Portanto, para esses casos o aumento da eficiência de deslocamento

---

<sup>22</sup> Estudos anteriores mostravam evidências de que em certas condições os polímeros reduziam a saturação de óleo residual. No entanto, na maior parte dos casos eram informações secundárias em artigos tratando de outros assuntos (HUH e POPE, 2008).

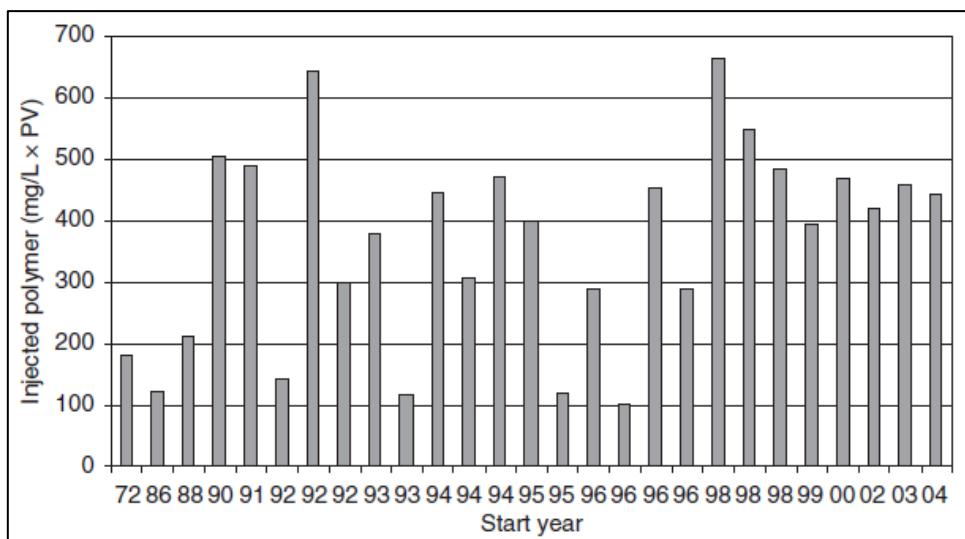
associado à injeção do polímero refere-se à redução da saturação de óleo remanescente para valores mais próximos à saturação de óleo residual “verdadeira”.

#### **4.2.7 Volume poroso inacessível**

Existem poros que são menores do que as moléculas dos polímeros, e, portanto, não podem ser acessadas pelas mesmas. O volume desses poros é chamado volume poroso inacessível. O efeito desse volume inacessível sobre os polímeros é o aumento da sua velocidade aparente no meio poroso. O valor típico do volume poroso inacessível em testes de laboratório é de 20% e ele pode variar de 1 a 30% (SHENG, 2011).

#### **4.2.8 Quantidade injetada**

Um dos parâmetros a serem definidos em um projeto de injeção de polímero, além da data de início e da concentração, é o tamanho do banco de polímero injetado. Geralmente, quanto maior a quantidade injetada, maior a fração recuperada. No entanto, quando o produto entre a concentração ( $mg/L$ ) e a fração do volume poroso (VP) injetado é maior que  $400\ mg/L \cdot VP$ , a recuperação incremental é menos sensível à quantidade injetada (NIU *et al.*, 2006 apud SHENG, 2011). De fato, analisando o histórico da quantidade de polímero injetada nos projetos da China (Figura 37), nota-se uma grande variação entre 100 e  $600\ mg/L \cdot VP$  até 1998. Desde então, tem-se adotado consistentemente entre 400 e  $500\ mg/L \cdot VP$ .



**Figura 37 – Histórico da quantidade de polímero injetada nos projetos na China.**

Fonte: SHENG, 2011.

#### 4.3 INJEÇÃO DE ÁGUA COM BAIXA SALINIDADE

Um dos primeiros trabalhos publicados sobre os efeitos da injeção de água com baixa salinidade foi publicado por Martin (1959). Nesse trabalho, o autor discute o efeito das argilas sobre o deslocamento de óleos pesados e viscosos, e conclui que nesses casos a injeção de água com baixa salinidade aumenta a eficiência do deslocamento. As primeiras evidências experimentais foram reportadas por Reiter (1961), que obteve um aumento médio de 12,6% na recuperação absoluta em arenitos, utilizando uma água injetada com aproximadamente 25% da salinidade da água de formação.

Os efeitos da baixa salinidade foram demonstrados novamente cerca de três décadas mais tarde, por Jadhunandan (1990) e Jadhunandan e Morrow (1995). Desde então, muitos estudos têm relatado efeitos positivos da redução de íons de sais para a recuperação de petróleo, desde testes de laboratórios (revisados por SHENG, 2011), testes do tipo *Log-Inject-Log*<sup>23</sup> (WEBB *et al.*, 2003), SWCTT<sup>24</sup> (Single Well Chemical Tracer Test) (MCGUIRE *et al.*, 2005; SKRETTINGLAND *et al.*, 2010),

<sup>23</sup> Em testes do tipo “Log-Inject-Log” inicialmente é realizada uma perfilagem para avaliar propriedades do reservatório ao longo do trecho aberto do poço. Em seguida é realizada a injeção do fluido que está sendo avaliado. Por fim é realizada uma nova perfilagem, que é comparada à inicial (WEBB *et al.*, 2003).

<sup>24</sup> Em testes do tipo SWCTT são injetados de traçadores químicos em um poço para medir as saturações de fluidos nos reservatórios.

análise de dados históricos (ROBERTSON, 2007; VLEDDER *et al.*, 2010) e projetos pilotos com monitoramento do injetor e produtor (LAGER *et al.*, 2008a; SECCOMBE *et al.*, 2010).

Um resumo com os principais testes de campo realizados é apresentado na Tabela 12. Todos os testes foram realizados em arenitos, sendo que os únicos campos localizados no mar são Endicott e Snorre.

Atualmente, apesar já terem sido desenvolvidos diversos estudos relativos à injeção de água com baixa salinidade, ainda não há uma explicação consistente consensual para os principais mecanismos físico-químicos envolvendo as interações entre os fluidos e as rochas (ROMANUKA *et al.*, 2012). A seguir serão apresentados os principais mecanismos propostos.

**Tabela 12 – Testes de campo da injeção de água com baixa salinidade.**

Campo	Localização	Densidade (°API)	Salinidade injetada / água de formação	Recuperação de Óleo Incremental	Autores
-	-	12-33	3.000 / 220.000	20%	Webb et al. (2003)
Alaska North Slope	Alaska (EUA)	32	150-1.500 / 15.000	13%	McGuire et al. (2005)
West Semlek Nort Semlek Moran	Powder River (EUA)	23 22.5 22.3	10.000 / 60.000 3.304 / 42.000 7.948 / 128.000	aumenta com a redução na razão de salinidade (injetada/formação)	Robertson (2007)
-	Alaska (EUA)	-	2.600 / 16.640	10%	Lager et al. (2008a)
Omar	Oriente Médio	41	2.200 / 90.000	10-15%	Vledder et al. (2010)
Endicott	Alaska (EUA)	23	12.000 / --	13%	Seccombe et al. (2010)
Snorre	Mar do Norte (Noruega)	35	500 / 50.000	Sem alteração significativa	Skrettingland et al (2010)

Fonte: DANG *et al.*, 2015 (adaptado).

#### 4.3.1 Efeitos observados da injeção de baixa salinidade

Em testes de laboratório realizados por Lager *et al.* (2007) foi observado um ganho médio de 14% no VOOIP recuperado em amostras de arenitos, com uma grande variação entre as amostras, de 4 a 40%.

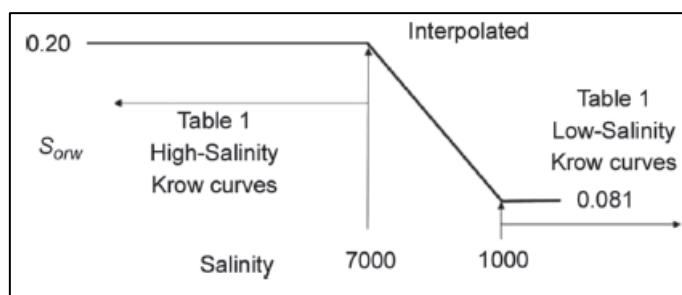
Em testes do tipo *Log-Inject-Log*, Webb *et al.* (2003) verificaram uma redução de 10 a 50% na saturação de óleo residual. McGuire *et al.* (2005) analisaram testes com

injeção de traçadores químicos em um poço e verificaram aumentos de 6 a 12% no VOOIP produzido. Além disso, eles afirmam que o mecanismo da baixa salinidade é semelhante à injeção de álcalis, pois envolve a geração de surfactantes, mudanças na molhabilidade e redução na tensão interfacial. Afirram ainda que pode envolver a liberação de partículas de argila.

Robertson (2007) observou uma tendência de aumento do óleo recuperado com a redução da salinidade ao analisar evidências históricas de campo em que foi realizada a injeção com baixa salinidade, na bacia de Powder River, Wyoming.

Lager *et al.* (2008a) realizaram um teste envolvendo um poço injetor e dois produtores próximos, observaram um aumento na produção de óleo de 150 bpd para 300 bpd e uma redução na fração de água de 92% para 87% em North Slope, no Alaska.

Foi verificado também em alguns estudos que o óleo adicional não é diretamente proporcional à redução na salinidade. McGuire *et al.* (2005) verificaram efeitos positivos apenas para salinidades da ordem de 5000 ppm, sendo que não verificaram nenhum aumento significativo com uma salinidade de 7000 ppm. Webb *et al.* (2005) fizeram testes em amostras nas condições de reservatório, e verificaram que salinidades de 5600 ppm produziam pequenos ganhos, enquanto uma salinidade de 1400 ppm resultava em ganhos bem maiores. Por fim, Jerauld *et al.* (2008), em um artigo sobre a modelagem da injeção com baixa salinidade, propuseram uma faixa de 1000 a 7000 ppm em que a saturação de óleo residual e as curvas de permeabilidade relativa variam com a salinidade. Na modelagem proposta, abaixo de 1000 ppm deve ser usada uma curva de permeabilidade relativa para baixas salinidades, e acima de 7000 ppm são adotadas as curvas usuais, de alta salinidade (Figura 38).



**Figura 38 – Dependência das curvas de permeabilidade relativa em relação à salinidade.**

Fonte: JERAULD *et al.*, 2008.

Seccombe *et al.* (2008) verificaram ainda que o incremento na produção de óleo depende diretamente do conteúdo de argilas na rocha, em especial as caulinitas.

Apesar do crescente interesse nos últimos anos, ainda não há uma explicação consensual sobre o principal mecanismo responsável pelos efeitos observados com a baixa salinidade. A interação entre os minerais presentes nas rochas, os componentes dos hidrocarbonetos e da fase aquosa constituem um conjunto complexo de interações físico-químicas. Além disso, a variedade de circunstâncias em que os efeitos da baixa salinidade podem ser observados sugere que mais de um mecanismo pode ser efetivo. A seguir serão discutidos os principais mecanismos encontrados na literatura.

#### **4.3.2 Migração de finos e redução de permeabilidade**

Quando a argila entra em contato com a água com baixa salinidade ela tende a hidratar e inchar, provocando a dispersão de argilas e siltes na formação. Essas partículas finas mobilizadas seguirão os caminhos de maior fluxo d'água, que são as regiões de maior permeabilidade, até se alojarem nas gargantas de poros. Com isso, a redução na permeabilidade é maior nas regiões de alta permeabilidade, resultando numa melhor eficiência de varrido e redução na produção de água prematura (SHENG, 2011).

Kia *et al.* (1987) verificaram a liberação de partículas de argila e uma redução drástica na permeabilidade, sendo que a liberação era reduzida quando íons de cálcio também estavam presentes na solução salina. Os resultados de Khilar e Fogler (1984) também mostraram uma redução de 30% na permeabilidade quando era realizado um pré-tratamento com soluções com sais de césio, reduções de mais de 95% com pré-tratamento com sais de sódio e praticamente nenhuma redução quando havia cátions divalentes na solução. Tang e Morrow (1999) concluíram que a mobilização de finos era uma condição importante aumentar o fator de recuperação. Além disso, em arenitos limpos, o aumento na recuperação de óleo com a redução na salinidade era menor do que em areias com argilas.

Por outro lado, Lager *et al.* (2008b) não observaram a migração de finos nem a redução de permeabilidades em seus experimentos. Com isso, questionaram se realmente seria esse o mecanismo responsável pelo aumento na produção de óleo.

#### 4.3.3 Troca Iônica de Múltiplos Componentes

Essa teoria é baseada nas interações químicas entre os íons presentes na rocha e na água injetada. Os reservatórios, em especial os que contêm algumas partículas de argilas, possuem a superfície com carga negativa, provocando a adsorção de cátions divalentes como o  $\text{Ca}^{+2}$  e o  $\text{Mg}^{+2}$ . Os componentes polares presentes no óleo (resinas e asfaltenos) formam complexos organometálicos, promovendo a molhabilidade ao óleo (SHENG, 2011).

Quando os reservatórios em que são formados esses complexos organometálicos são imersos em soluções aquosas, uma camada difusa se forma ao redor da estrutura da formação, como ilustrado na Figura 39. Essas camadas variam em espessura e estabilidade a depender da salinidade da água ao seu redor e da quantidade de íons ativos.

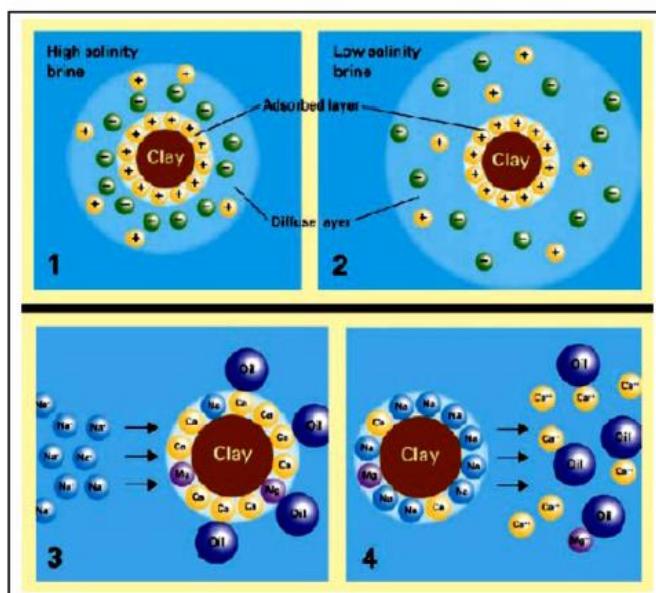


Figura 39 – Funcionamento da camada dupla.

Fonte: BP, 2009.

A injeção de água com salinidade menor que a inicial pode provocar numa expansão da camada difusa. Com isso, os íons divalentes presentes nessa camada reagem com os cátions livres do fluido injetado. No exemplo mostrado na Figura 39, os íons  $\text{Na}^{+}$  substituem os íons  $\text{Ca}^{+2}$  e o  $\text{Mg}^{+2}$ , liberando parte do óleo ligado à camada adsorvida, alterando a molhabilidade da rocha.

#### **4.3.4 Alteração no pH**

Segundo McGuire *et al.* (2005), o mecanismo dominante da baixa salinidade seria a geração de surfactantes *in situ* através de reações com componentes ácidos do óleo residual, que ocorre com elevados valores de pH. Sendo assim, o principal efeito seria a redução na tensão interfacial óleo-água e o aumento na molhabilidade à água, de maneira semelhante à ocorrida na injeção de álcalis.

A relação entre o pH e a salinidade foi explicada por Austad *et al.* (2010). Em condições de reservatório, a água de formação tem um pH em torno de 5, devido a gases ácidos dissolvidos como o CO<sub>2</sub> e o H<sub>2</sub>S. Essas condições favorecem a adsorção de componentes ácidos do óleo e de cátions divalentes em superfícies contendo argilominerais, conforme discutido na seção anterior. A injeção de água de baixa salinidade favorece a liberação dos cátions divalentes, que são substituídos pelo H<sup>+</sup> presente água, aumentando o pH próximo à interface entre a argila e os sais. Uma reação rápida entre os íons OH<sup>-</sup> e os componentes ácidos adsorvidos provoca a liberação do material orgânico das argilas, reduzindo sua molhabilidade ao óleo.

Após investigar com maior cuidado o detalhamento qualitativo dos métodos propostos nesta dissertação, no próximo será apresentado um estudo de caso com simulações numéricas em modelos de reservatórios de petróleo.

## **5 ESTUDO DE CASO: SIMULAÇÕES NUMÉRICAS**

Foram utilizados dois modelos para a avaliação das tecnologias. As principais propriedades de ambos foram definidas com base no levantamento das propriedades dos reservatórios mais relevantes para a produção da Bacia de Campos, realizado no capítulo 2.

Inicialmente as simulações foram realizadas em um modelo simples, com propriedades homogêneas e um par produtor-injetor, denominado Modelo Sintético. Esse modelo serviu principalmente para testar a modelagem das tecnologias e realizar uma sensibilidade inicial em alguns parâmetros.

Em seguida foi usado um modelo com geometria e propriedades representativas de um reservatório na Bacia de Campos – denominado Modelo BC. Esse reservatório é composto por arenitos turbidíticos, e a modelagem das propriedades de rocha foi obtida a partir de distribuições geoestatísticas levando em consideração dados de poços e de atributos sísmicos de um reservatório real. É importante ressaltar que existem muitas formas possíveis de construção de um modelo, que dependem dos dados disponíveis, da metodologia e interpretações adotadas. Geralmente o modelo de um reservatório sofre muitas alterações com o tempo, à medida que são incorporadas novas informações de poços perfurados e de histórico de produção e/ou são adotadas novas metodologias. O modelo utilizado foi construído durante um período ainda preliminar do desenvolvimento do campo, portanto não corresponde exatamente ao atual modelo de seu reservatório.

Para os dois modelos foram adotadas as mesmas propriedades de fluidos e modelagens da injeção de polímeros e de água com baixa salinidade.

### **5.1 SIMULAÇÕES NUMÉRICAS COM O ECLIPSE 100**

Para realizar as simulações numéricas das tecnologias selecionadas foi utilizado o simulador comercial ECLIPSE 100 (versão 2014.1), que é amplamente utilizado na indústria do petróleo para a simulação de fluxos em reservatórios com hidrocarbonetos (KUNNAS, 2012). Esse simulador utilizada uma modelagem de fluido do tipo *black oil*,

ou seja, são representadas 3 fases, óleo, gás e água e são utilizadas equações de conservação de materiais para calcular as pressões e fluxos no reservatório. As equações são resolvidas por métodos de diferenças finitas, portanto o modelo matemático do reservatório consiste em células para as quais são atribuídas propriedades de rocha, fluido e de interação rocha-fluido.

Além das 3 fases principais, é possível adicionar componentes como sais, polímeros e surfactantes na fase água. São utilizadas equações de conservação adicionais envolvendo as concentrações dos componentes em cada célula. É importante ressaltar que não são realizados cálculos relativos à difusividade desses componentes, que podem ser importantes para análises mais detalhadas, principalmente em escalas menores.

No Apêndice A é realizada uma descrição simplificada do simulador, com as principais equações utilizadas e no Apêndice B são mostradas as linhas de código usadas nas simulações para o estudo de caso.

Como ocorre em qualquer tipo de modelagem matemática, são realizadas simplificações e nem todos os fenômenos físicos que ocorrem na realidade são representados. Em todo caso, o objetivo do modelo é representar os principais fenômenos relacionados com as variáveis de interesse. No caso do presente estudo, o principal objetivo com as simulações é estimar o potencial técnico de aumento na recuperação de óleo obtido com as tecnologias de recuperação melhorada selecionadas, isto é, devido à injeção de polímeros e à injeção de água com baixa salinidade. Outras variáveis importantes são as quantidades injetadas de polímero e de água com baixa salinidade e o volume de água produzida.

Para a simulação do polímero foi utilizada uma função para representar a variação da viscosidade com a concentração do polímero na solução injetada, para dois valores de salinidades, referentes à salinidade total da água de formação e da água de injeção. As curvas foram obtidas a partir de correlações com base em Lee *et al* (2009), para um polímero Flopaam 3660S (HPAM), a uma temperatura de 50°C – a mesma considerada para as propriedades dos fluidos no reservatório – e a taxas de cisalhamento de até  $0,1\text{s}^{-1}$  – para as quais o polímero apresenta um comportamento de fluido newtoniano.

Os efeitos de redução da viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento (*shear thinning*) foram considerados apenas no Modelo Sintético, pois houve problemas de convergência numérica no Modelo BC. Essa redução ocorre principalmente nas regiões com altas vazões, como no sistema de injeção e nas regiões mais próximas ao poço injetor, e possuem um efeito importante apenas em relação à injetividade do poço (LI e DELSHAD, 2014). Sendo assim, em vez de considerar os efeitos de *shear thinning*, no Modelo BC foram adotados aumentos na injetividade dos poços durante a injeção de polímeros.

Não foi considerada a ocorrência de degradação mecânica, química ou biológica. Em casos em que tais fenômenos sejam relevantes, pode ser necessário utilizar concentrações maiores do polímero para observar os mesmos efeitos de viscosificação.

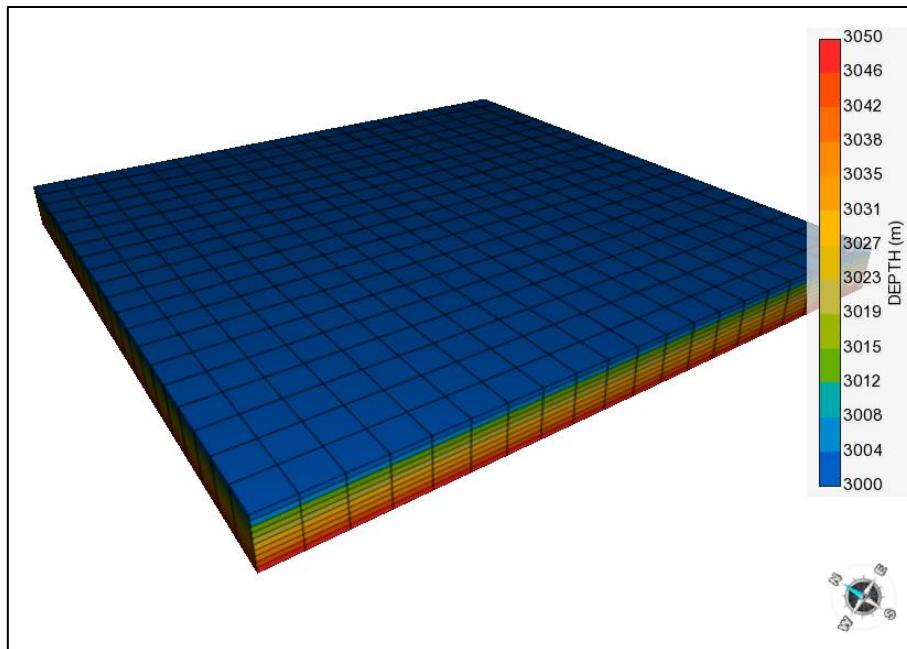
Para a injeção com baixa salinidade, não foram modeladas diretamente as reações físico-químicas que ocorrem em escala microscópica como as trocas iônicas, a alteração no pH ou a migração de finos. Existem simuladores em que é possível modelar essas reações, como o GEM (CMG, 2016) e o UTCHEM (CPGE, 2016), mas a simulação com o ECLIPSE 100 considera que esses fenômenos provocam uma alteração na molhabilidade da rocha, representada através de uma mudança nas curvas de permeabilidade relativa. Essa modelagem é semelhante à proposta por Jerauld *et al.* (2008).

Foram encontrados alguns trabalhos que utilizaram modelagens semelhantes utilizando o ECLIPSE 100, tanto para a representação da injeção de polímeros (MAHESHWARI, 2011; HUSEYNLI, 2013; HONG, 2014; KASIMBAZI, 2014), quanto para a injeção com baixa salinidade (ATTHAWUTTHISIN, 2012; HASANOV, 2012; HOLTER, 2012).

## 5.2 GEOMETRIA, PROPRIEDADES DE ROCHA, PRESSÕES E CONTATOS INICIAIS DOS MODELOS

O Modelo Sintético possui a forma de um paralelepípedo reto com dimensões 1000 x 1000 x 50 metros, com células uniformes com dimensões 50 x 50 x 5 metros; portanto, possui um grid com 20 x 20 x 10 células. A profundidade varia de 3000

metros (topo) a 3050 metros (base), considerando como referência<sup>25</sup> o nível médio da superfície do mar (Figura 40). Foram adotados valores únicos para a porosidade e para o NTG<sup>26</sup>. Foi adotado um valor único para as permeabilidades horizontais (direções x e y), e um valor de anisotropia vertical<sup>27</sup> constante.



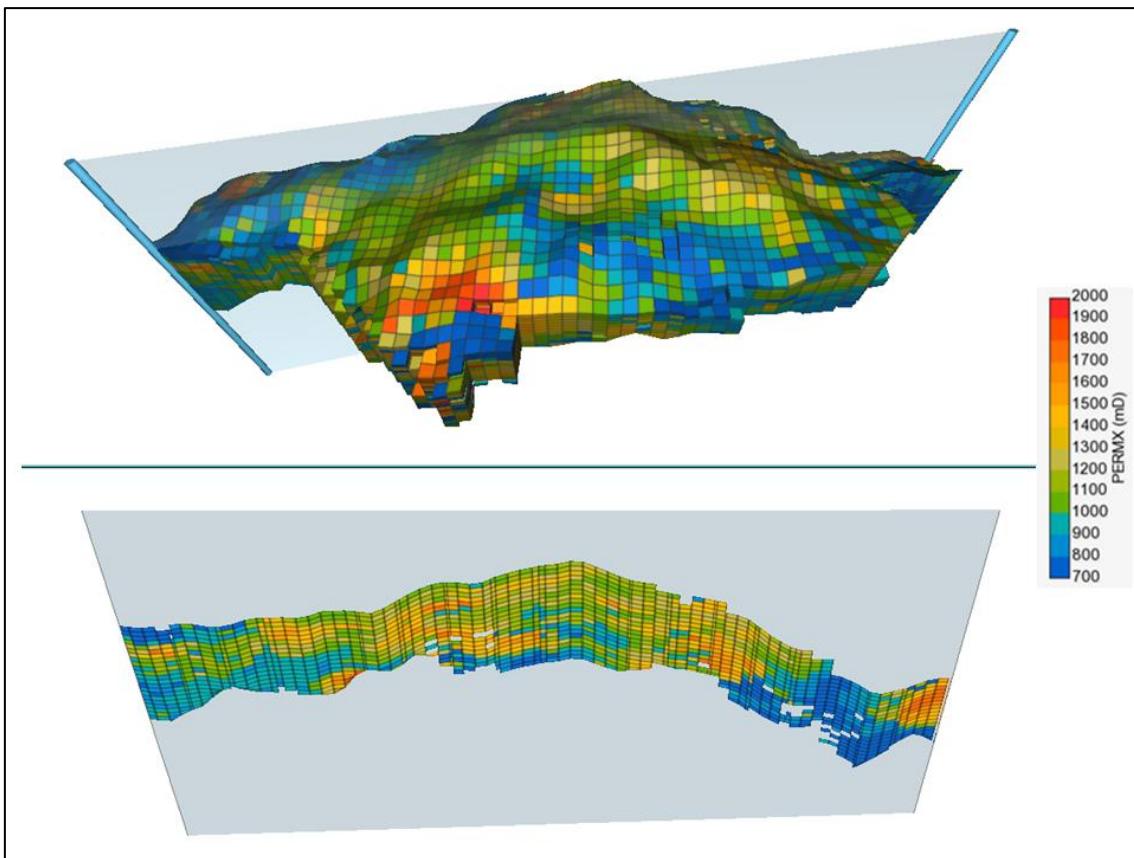
**Figura 40 – Modelo Sintético: profundidade das células.**

O Modelo BC possui um grid com  $83 \times 45 \times 23$  células, sendo 30273 ativas, isto é, que são efetivamente utilizadas para a simulação. As células ativas possuem dimensões de  $135 \times 135 \times 7$  metros, e a profundidade varia de 2937 metros (topo) a 3360 metros (base). Para cada célula foram adotados os mesmos valores de permeabilidade nas direções x e y, ou seja, não foram considerados efeitos de anisotropia horizontal. A Figura 41 mostra uma imagem em 3D com uma seção do modelo de permeabilidades horizontais. Foi adotado um valor de anisotropia vertical constante (10%). As distribuições da porosidade e do NTG são mostradas na Figura 42.

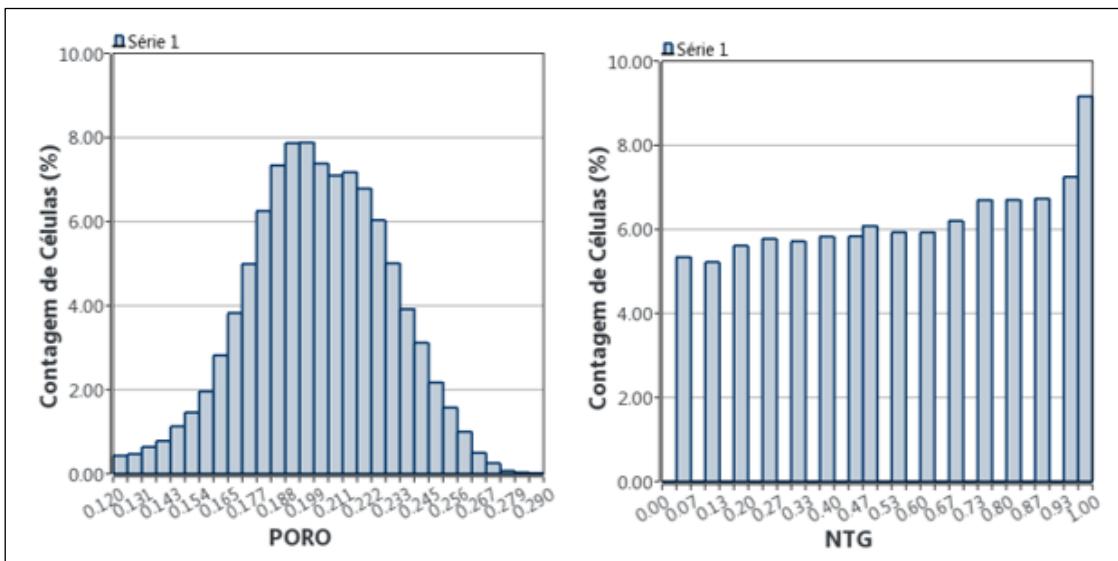
<sup>25</sup> O valor absoluto da profundidade não interfere diretamente nos cálculos da simulação dos fluxos no reservatório. No entanto, a profundidade e a LDA, assim a geometria dos poços e das linhas submarinas, são importantes para o fluxo do poço até as unidades de produção, que é denominado “elevação e escoamento”. Além disso, a temperatura e pressão original do reservatório são bastante influenciadas pela profundidade e pela LDA.

<sup>26</sup> NTG – *Net-to-gross*: refere-se à razão entre a espessura efetiva de rochas reservatório e a espessura total de uma célula do modelo de simulação. Valores menores que 1 (um) indicam a existência de uma espessura de rochas não permeáveis (ex: folhelhos) dentro do volume representado pela célula.

<sup>27</sup> A anisotropia vertical é a razão entre a permeabilidade vertical e a permeabilidade horizontal.



**Figura 41 – Modelo BC – permeabilidade horizontal.**



**Figura 42 – Modelo BC – distribuições de porosidade e NTG.**

Foi adotada a mesma pressão inicial para os dois modelos, igual a 300 kgf/cm<sup>2</sup> a uma profundidade de 3000m. Para o Modelo Sintético não foi considerada a presença de capa de gás ou zona de água, portanto todo o reservatório possui apenas uma zona de óleo. No Modelo BC o contato óleo-agua é igual a 3140 metros, e também não há capa

de gás. Não foram consideradas restrições ao fluxo provocadas pelas falhas mapeadas, portanto, todo o reservatório está bem comunicado hidráulicamente.

A Tabela 13 apresenta os parâmetros adotados para os dois modelos. Conforme discutido no capítulo 2, os principais reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos se situam entre 2000 e 4000 metros de profundidade, e a pressão original varia entre 250 e 350 kgf/cm<sup>2</sup>. Os valores de permeabilidade, porosidade e NTG também estão dentro das faixas para os reservatórios turbidíticos (Tabela 1), sendo que o valor médio da porosidade está um pouco abaixo da maior parte dos principais tipos mencionados.

Em reservatórios areníticos, é comum a presença de camadas de folhelhos, que são consideradas rochas com permeabilidades muito baixas ou impermeáveis. Considerando as dimensões das células do modelo de fluxo, o efeito das camadas de folhelho são maiores sobre o fluxo vertical do que horizontal, resultando a anisotropias verticais menores do que 1 (um). Portanto, o valor dessa anisotropia depende do grau de heterogeneidades e restrições ao fluxo vertical, e podem variar bastante de acordo com cada reservatório. Por exemplo, Figueiredo Júnior *et al.* (2007), ao realizarem um estudo sobre as incertezas para um reservatório no campo Marlim Sul, consideraram valores de anisotropia vertical entre 1% e 10%, enquanto Pádua *et al.* (1998) adotaram valores de 5% a 50% para os reservatórios de Roncador.

**Tabela 13 – Características dos modelos de simulação.**

Parâmetro	Modelo Sintético	Modelo BC
Grid (células)	20 x 20 x 10	83 x 45 x 23
Células ativas	4000	30273
Dimensões horizontais das células (m)	50 x 50	135 x 135
Espessura das células (m)	5	7
Profundidade (m)	3000-3050	2937-3360
Contato óleo-água (m)	inexistente	3140
Pressão inicial @ 3000m (kgf/cm <sup>2</sup> )	300,0	300,0
Volume poroso (MM m <sup>3</sup> )	10,00	241,72
VOOIP (MM m <sup>3</sup> )	7,21	155,55
Porosidade média	20%	20%
NTG médio	100%	57%
Permeabilidade horizontal (mD)	1000	700-2000
Anisotropia vertical	0,10	0,10

### 5.3 PROPRIEDADES DE FLUIDOS

Foram adotadas as mesmas propriedades de fluido para os dois modelos. Na Tabela 14 são apresentadas as principais propriedades utilizadas, e as curvas completas equivalentes às propriedades PVT (pressão, volume e temperatura) são mostradas no Apêndice C. Essas propriedades foram obtidas a partir de um banco de dados da Petrobras com propriedades de fluidos da Bacia de Campos. Foi escolhido um óleo com densidade igual a 20 °API, que está um pouco abaixo do valor médio ponderado pela produção encontrado no capítulo 2 (21,8 °API).

Por simplificação, não foram consideradas variações da pressão de saturação com a profundidade, que pode ocorrer em reservatórios reais devido a mudanças na composição do fluido. A salinidade da água de formação também foi considerada constante para todo o reservatório, igual a 60,0 kg/m<sup>3</sup>. A salinidade da água de injeção para o caso base foi igual a 30,5 kg/m<sup>3</sup>, representando a salinidade da água do mar.

**Tabela 14 – Propriedades de fluido usadas nos modelos de simulação.**

Propriedade	Valor	Unidade
Densidade do óleo	20	°API
Temperatura de referência	50	°C
Densidade relativa do gás (ar = 1)	0,7	-
Pressão de saturação (Psat)	240,5	kgf/cm <sup>2</sup>
Rs (razão de solubilidade) @ Psat	68,0	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Bo (fator volume de formação do óleo) @ Psat	1,165	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Viscosidade do óleo @ Psat	9,0	cP
Viscosidade do óleo @ 300 kgf/cm <sup>2</sup>	10,0	cP
Co (compressibilidade do óleo)	8,3 x 10 <sup>-5</sup>	cm <sup>2</sup> /kgf
Bw (fator volume de formação da água)	1,043	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Cw (compressibilidade da água)	4,9 x 10 <sup>-5</sup>	cm <sup>2</sup> /kgf
Viscosidade água	0,6	cP
Salinidade da água de formação	60,0	kg/m <sup>3</sup>
Salinidade da água de injeção (caso base)	30,5	kg/m <sup>3</sup>

## 5.4 MODELAGEM DA ÁGUA COM BAIXA SALINIDADE

Conforme visto no capítulo anterior, todos os mecanismos propostos envolviam uma alteração na molhabilidade para condições mais favoráveis à água. Em todos os casos esse efeito é provocado por reações químicas entre argilominerais presentes na superfície e os sais presentes na água injetada. No entanto, na maioria dos simuladores comerciais não é possível representar essas reações.

No ECLIPSE 100, a alteração na molhabilidade é representada através da modificação nas curvas de permeabilidade relativa, de forma semelhante à proposta por Jerauld *et al.* (2008). São definidos dois conjuntos de curvas, um para altas salinidades, e outro para baixas salinidades. Com isso, os pontos terminais das saturações dependerão da concentração de cada célula, e são calculadas da seguinte forma:

$$S_{wco} = F_1 S_{wco}^L + (1 - F_1) S_{wco}^H$$

$$S_{wcr} = F_1 S_{wcr}^L + (1 - F_1) S_{wcr}^H$$

$$S_{wmax} = F_1 S_{wmax}^L + (1 - F_1) S_{wmax}^H$$

$$S_{or} = F_1 S_{or}^L + (1 - F_1) S_{or}^H$$

onde:

$F_1$  é função da concentração de sal, definida com a palavra-chave LSALTFNC;

$S_{wco}$  é a saturação de água conata;

$S_{wcr}$  é a saturação de água crítica;

$S_{wmax}$  é a saturação máxima de água;

$S_{owcr}$  é a saturação de óleo residual;

$H$  é o índice para alta salinidade;

$L$  é o índice para baixa salinidade;

Em seguida a permeabilidade relativa para água e óleo, assim como a pressão capilar são interpoladas de maneira similar:

$$k_{rw} = F_1 k_{rw}^L + (1 - F_1) k_{rw}^H$$

$$k_{ro} = F_1 k_{ro}^L + (1 - F_1) k_{ro}^H$$

$$P_{cow} = F_2 P_{cow}^L + (1 - F_2) P_{cow}^H$$

onde:

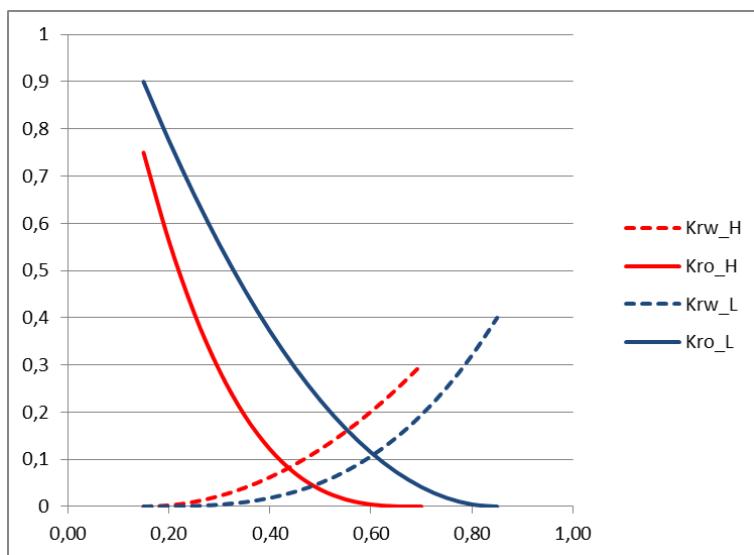
$F_2$  é função da concentração de sal, também definida com a palavra-chave LSALTFNC;

$k_{rw}$  é a permeabilidade relativa à água;

$k_{ro}$  é a permeabilidade relativa ao óleo;

$P_{cow}$  é a pressão capilar óleo-água.

Não foram encontrados trabalhos publicados com dados referentes aos efeitos da injeção de baixa salinidade em reservatórios da Bacia de Campos. Sendo assim, foram adotadas as mesmas curvas de permeabilidade relativa usadas por Omekeh *et al.* (2012), mostradas na Figura 43. Nesse estudo, os autores utilizaram o Modelo de Corey descrito na seção 4.1.4, com os parâmetros listados na Tabela 15. Observa-se nas curvas para baixas salinidades um aumento na permeabilidade relativa do óleo e uma redução na permeabilidade relativa da água, indicando uma alteração na molhabilidade. Além disso, há uma redução na saturação de óleo residual, o que implica um aumento do volume de óleo móvel. As curvas para salinidades altas são as mesmas utilizadas para o caso base (injeção de água do mar) e para a injeção de polímeros.



**Figura 43 – Curvas de permeabilidade relativa para salinidades altas (Krw\_H e Kro\_H) e baixas (Krw\_L e Kro\_L).**

**Tabela 15 – Parâmetros do Modelo de Corey adotados para alta e baixa salinidade.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Alta Salinidade (AS)</b>	<b>Baixa Salinidade (BS)</b>
$S_{wi}$	0,15	0,15
$S_{or}$	0,30	0,15
$E_w$	0,30	0,40
$E_o$	0,75	0,90
$N_w$	2,0	3,0
$N_o$	3,0	2,0

Os valores usados com a palavra-chave LSALTFNC estão apresentados na Tabela 16. As concentrações limites foram as mesmas adotadas por Holter (2012), ou seja, as curvas de permeabilidade relativa para baixas salinidades são usadas para concentrações abaixo de  $1,0 \text{ kg/m}^3$ , enquanto as de alta salinidade são usadas para concentrações a partir de  $5,0 \text{ kg/m}^3$ . Para valores intermediários as curvas são interpoladas, de acordo com as equações mencionadas acima. Como a pressão capilar possui pouca influência sobre as simulações para reservatórios com as características testadas, isto é, boas condições permoporosas, os efeitos da pressão capilar serão desprezados. Portanto, o fator  $F_2$  não será usado.

**Tabela 16 – Fatores de interpolação em função da concentração de sal (LSALTFNC).**

<b>Concentração (kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b><math>F_1</math></b>	<b><math>F_2</math></b>
0,0	1,0	1*
1,0	0,8	1*
4,0	0,2	
5,0	0,0	1*
30,5	0,0	1*
60,0	0,0	1*

As simulações com a injeção de polímeros consideram uma salinidade da água de injeção igual ao caso base, isto é,  $30,5 \text{ kg/m}^3$ . Portanto, são utilizadas as curvas de permeabilidade relativa de alta salinidade (Krw\_H e Kro\_H) da Figura 43.

## 5.5 MODELAGEM DA INJEÇÃO DE POLÍMERO

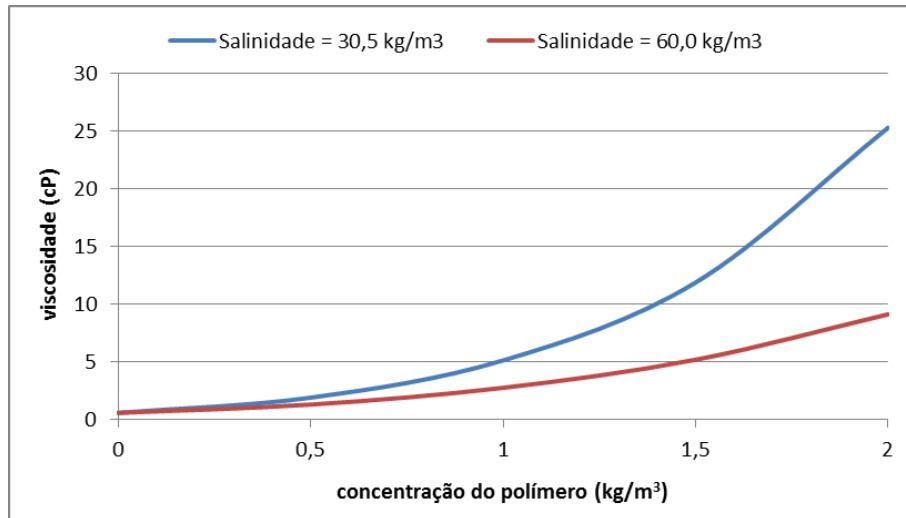
A simulação da injeção do polímero no *Eclipse 100* é realizada a partir da adição de uma nova fase, utilizando-se a palavra-chave POLYMER. A concentração desse novo componente, que estará diluído na fase água, passará a ser calculada a cada célula de acordo com as equações de balanço de massa do simulador (Apêndice A). Para considerar os efeitos da salinidade sobre a viscosidade também deve ser usada a palavra-chave BRINE, que adiciona mais um componente, que pode representar a salinidade total ou a concentração de um elemento químico específico dissolvido na água.

Os seguintes efeitos foram considerados nas simulações:

- variação da viscosidade em função da concentração e salinidade;
- redução da viscosidade em elevadas taxas de cisalhamento;
- volume poroso inacessível;
- adsorção;
- redução da permeabilidade.

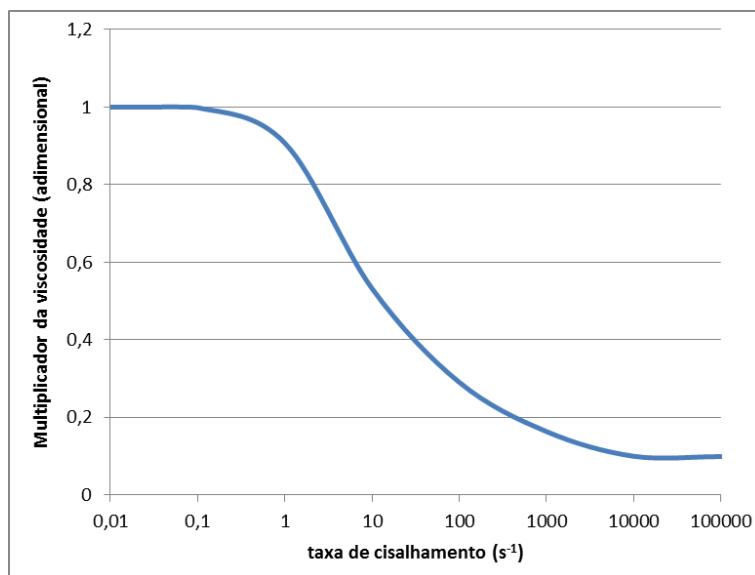
Para permitir que os efeitos da salinidade sejam modelados, inicialmente deve ser usada a palavra chave SALTNODE, que define as salinidades de referência para o as curvas de viscosidade. Foram usados dois valores de salinidade, **30,5 e 60,0 kg/m<sup>3</sup>**, referentes à salinidade da água injetada e à salinidade da água de formação.

Para representar a variação da viscosidade em função da concentração e salinidade deve ser usada a palavra-chave PLYVISCS. Para cada salinidade de referência são definidas tabelas com a concentração do polímero e um multiplicador da viscosidade da água. A Figura 44 apresenta as curvas de viscosidade adotadas, sendo que a viscosidade da água de injeção é igual a 0,6 cP.



**Figura 44 – Curvas adotadas para a viscosidade em função da concentração e da salinidade.**

O Eclipse permite que seja realizada uma modelagem simplificada da redução da viscosidade em função da taxa de cisalhamento ou da velocidade de fluxo, utilizando as palavras chaves SHEAR e PLYSHLOG. Esse efeito é mais significativo nas proximidades do poço injetor, onde ocorrem as maiores vazões e taxas de cisalhamento, e resultam em uma melhor injetividade do poço. A Figura 45 mostra a curva adotada para a redução da viscosidade em função da taxa de cisalhamento, para uma concentração do polímero de  $2,0 \text{ kg/m}^3$  e salinidade de  $30,5 \text{ kg/m}^3 \cdot VP$ .



**Figura 45 – Multiplicador da viscosidade em função da taxa de cisalhamento.**

Essa modelagem da reologia do polímero foi utilizada nas simulações no Modelo Sintético, mas não foi adotada no Modelo BC devido a problemas de convergência numérica. Por conta disso optou-se por representar apenas o aumento na

injetividade durante a injeção com polímeros, utilizando a palavra chave WPIMULT foram realizadas simulações no próprio Modelo BC com intervalos pequenos, de algumas horas, para evitar os erros por problemas de convergência. Com isso, os multiplicadores foram definidos como a razão entre os índices de injetividade com e sem a modelagem da reologia, para as diferentes concentrações do polímero. Os resultados para os diferentes poços foram muito próximos, e foi adotado um multiplicador único para todos os injetores (Tabela 17).

**Tabela 17 – Multiplicadores de injetividade adotados no Modelo BC.**

Concentração do polímero (kg/m <sup>3</sup> )	Multiplicador de injetividade
0,5	2,3
1,0	3,8
1,5	4,7
2,0	5,3

Com a palavra-chave PLYROCK são definidos os valores do volume poroso inacessível, fator de redução da permeabilidade residual ( $F_{RPR}$ ), densidade da rocha em condições de reservatório, a máxima quantidade de polímero adsorvida e o tipo de adsorção (reversível ou irreversível).

Os valores adotados estão relacionados na Tabela 18. Para o volume poroso inacessível e a adsorção máxima foram usados os valores típicos mencionados no capítulo anterior. O caráter irreversível da adsorção também foi discutido naquele capítulo.

**Tabela 18 – Parâmetros usados na palavra chave PLYROCK.**

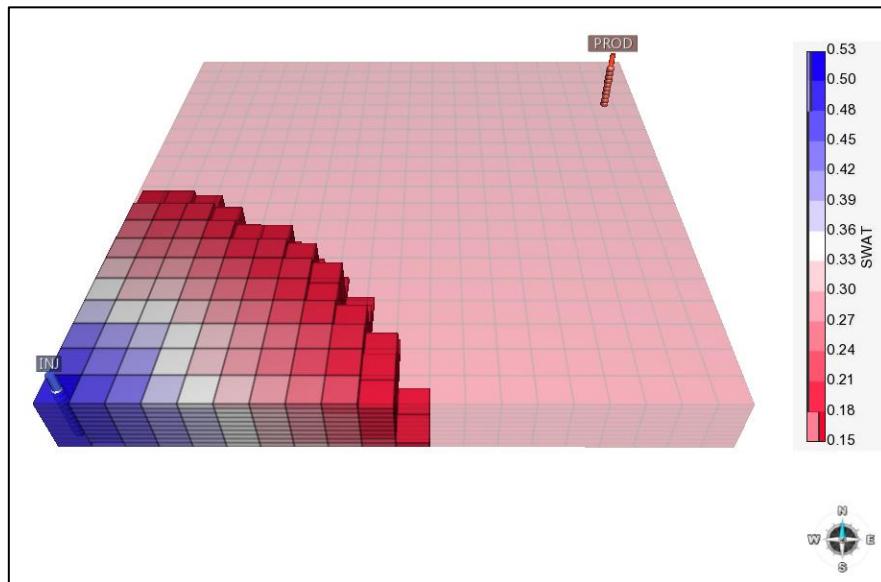
Volume Poroso Inacessível	$F_{RPR}$	Densidade da Rocha	Adsorção Máxima	Tipo de Adsorção
20%	2,0	2600 kg/m <sup>3</sup>	24 µg/g	irreversível

Para definir o valor do  $F_{RPR}$  foram usados como referência os valores usados no Campo de Dália, que possui características de fluidos e rochas semelhantes aos modelos adotados no presente estudo. Foram obtidos valores do  $F_{RPR}$  entre 1,7 e 2,3 em amostras de Dália (MOREL *et al.*, 2008).

## 5.6 ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO E INJEÇÃO

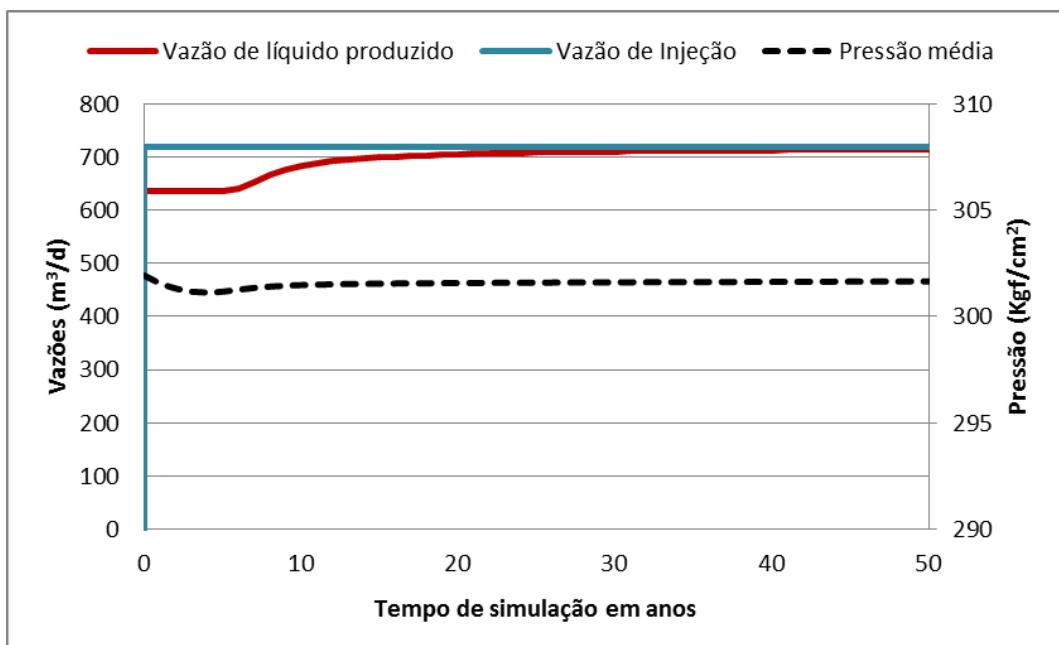
Todas as simulações consideraram um tempo de injeção e produção de 50 anos, e não foram aplicados limites econômicos de produção, como vazão de óleo mínima ou fração de água máxima. Nos dois modelos os poços injetores e produtores abrem ao mesmo tempo, no início da simulação.

No Modelo Sintético foram utilizados dois poços verticais posicionados nas extremidades (representando  $\frac{1}{4}$  de uma malha 5-spot), completados em todas as camadas. A Figura 46 apresenta uma visualização em 3D da saturação de água após o primeiro ano de injeção e produção.



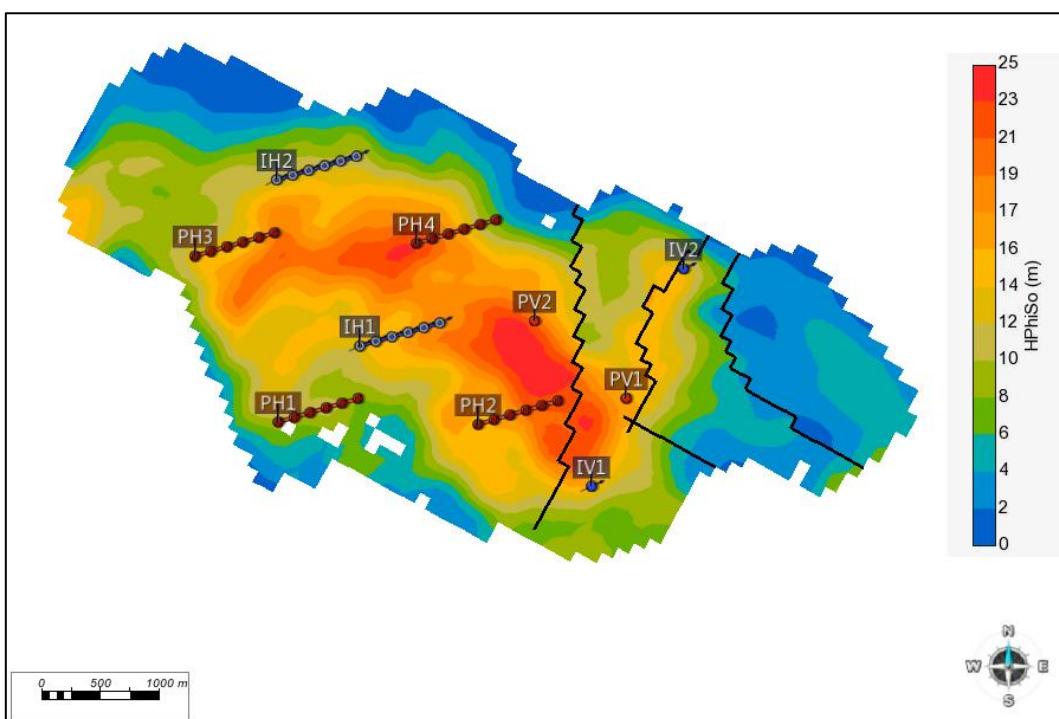
**Figura 46 – Modelo Sintético: saturação de água após um ano de injeção e produção.**

Para todas as simulações nesse modelo foram definidas vazões de injeção de água e de produção de líquido (óleo e água) iguais a  $750 \text{ m}^3/\text{d}$  em condições de reservatório, utilizando a palavra chave RESV. Com isso a pressão média do reservatório foi mantida próxima à original e acima da pressão de saturação, conforme indicado na Figura 47. É importante ressaltar que as vazões mostradas nessa figura estão em condições de superfície, por isso são um pouco menores que  $750 \text{ m}^3/\text{d}$ . Nesse modelo não foram aplicadas restrições para a pressão de fundo do injetor nem do produtor.



**Figura 47 – Modelo Sintético: vazões em condição de superfície e pressão média do campo – caso base.**

Para a estratégia de exploração do Modelo BC foram definidos 6 poços produtores e 4 injetores. A Figura 48 apresenta o mapa da espessura porosa com óleo ( $HPhiSo$ ) do modelo e a disposição dos poços. Os produtores horizontais estão completados nas camadas superiores e os injetores horizontais nas inferiores. Os produtores verticais estão completados nas camadas com óleo, e injetores verticais estão completados em todas as camadas.



**Figura 48 – Modelo BC: mapa da espessura porosa com óleo ( $HPhiSo$  Total) e disposição dos poços.**

Para todas as simulações realizadas nesse modelo foi definida uma pressão de fundo mínima de 200 kgf/cm<sup>2</sup> para todos os produtores, sendo que vazão máxima foi definida em 2500 m<sup>3</sup>/d para os horizontais e 1600 m<sup>3</sup>/d para os verticais. Para os injetores foi definida uma pressão de fundo máxima de 400 kgf/cm<sup>2</sup>, cerca de 100 kgf/cm<sup>2</sup> acima da pressão original. A vazão máxima de injeção foi definida em 4800 m<sup>3</sup>/d para os horizontais e 2000 m<sup>3</sup>/d para os verticais. Não foram utilizados controles de grupo, apenas um controle global da pressão do campo (palavra chave GPMAINT), com *setpoint* igual a 270 kgf/cm<sup>2</sup> para a pressão média do campo. Como pode ser observado na Figura 49, para o caso base, o controle de pressão atua apenas após 35 anos, evitando o crescimento exagerado na pressão do campo.

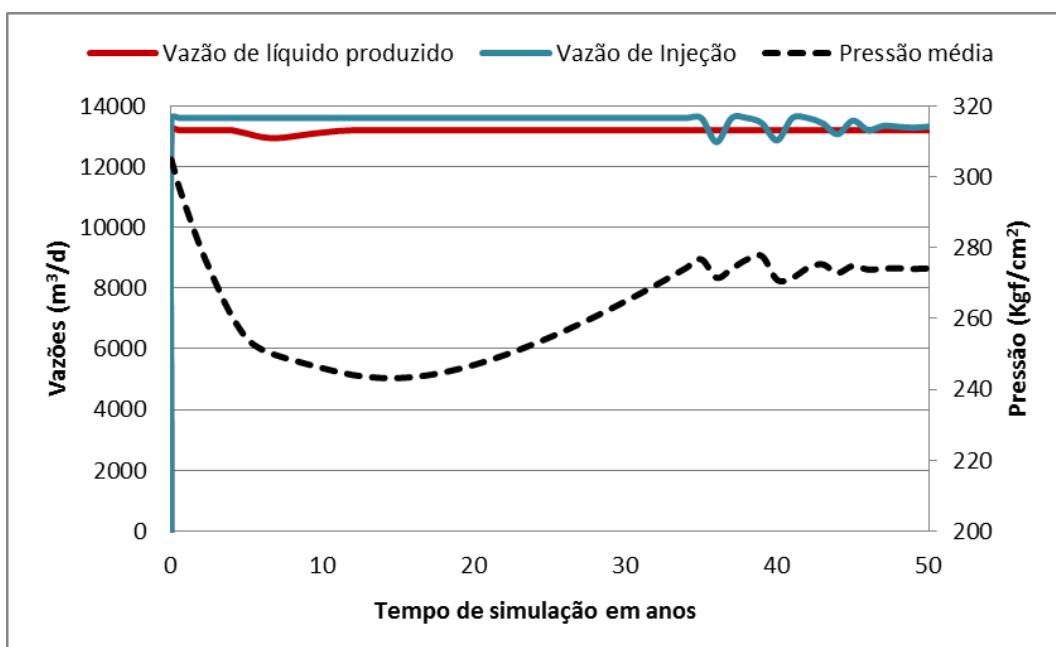


Figura 49 – Modelo BC: vazões em condição de superfície e pressão média do campo – caso base.

## 5.7 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES NUMÉRICAS

Para cada tecnologia foram simulados diversos casos para avaliar alguns parâmetros que interferem em seu desempenho. Esses parâmetros foram avaliados tanto no Modelo Sintético quanto no Modelo BC. Os controles de injeção e produção são os mesmos que o caso base para os dois modelos, apresentados na seção anterior.

Para a injeção com baixa salinidade, foram testados três parâmetros: salinidade da água injetada, volume total com baixa salinidade e o momento de início da injeção.

Os principais parâmetros avaliados com as simulações de injeção com polímeros foram: concentração do polímero na água de injeção, volume do banco com polímeros (equivalente a quantidade total injetada) e o momento de início da injeção. Para essa tecnologia também foram realizadas análises de sensibilidade relativas a algumas propriedades do polímero.

### 5.7.1 Injeção de água de baixa salinidade – Modelo Sintético

O primeiro parâmetro avaliado foi a salinidade da água injetada. O caso base considera a injeção de água do mar, com salinidade igual a  $30,5 \text{ kg/m}^3$ . Além disso, a injeção com baixa salinidade inicia após 10 anos e é mantida até o fim do período analisado (injeção contínua). A fração de água inicial ( $WCT_i$ ), isto é, no momento em que começa a injeção com redução na salinidade, é igual a 64%, representando uma condição de produção encontrada em campos maduros.

A Figura 50 mostra as curvas de vazão de óleo e fração recuperada para cada caso. As salinidades abaixo de  $1,0 \text{ kg/m}^3$  apresentaram resultados muito próximos, por isso algumas curvas simuladas não foram plotadas. As curvas de salinidade da água produzida são mostradas na Figura 51.

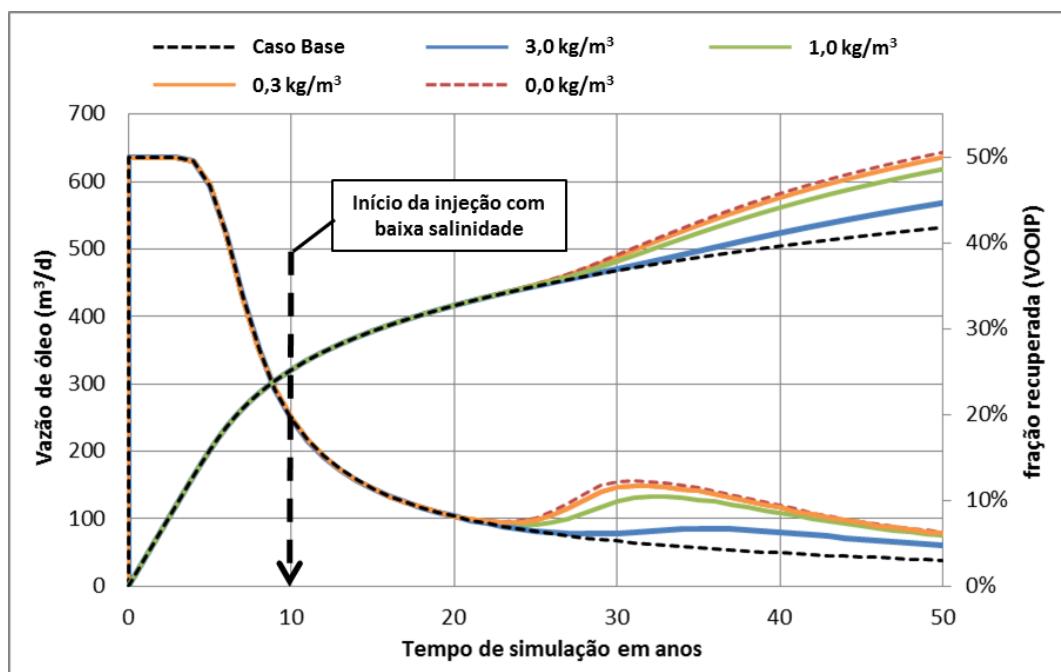
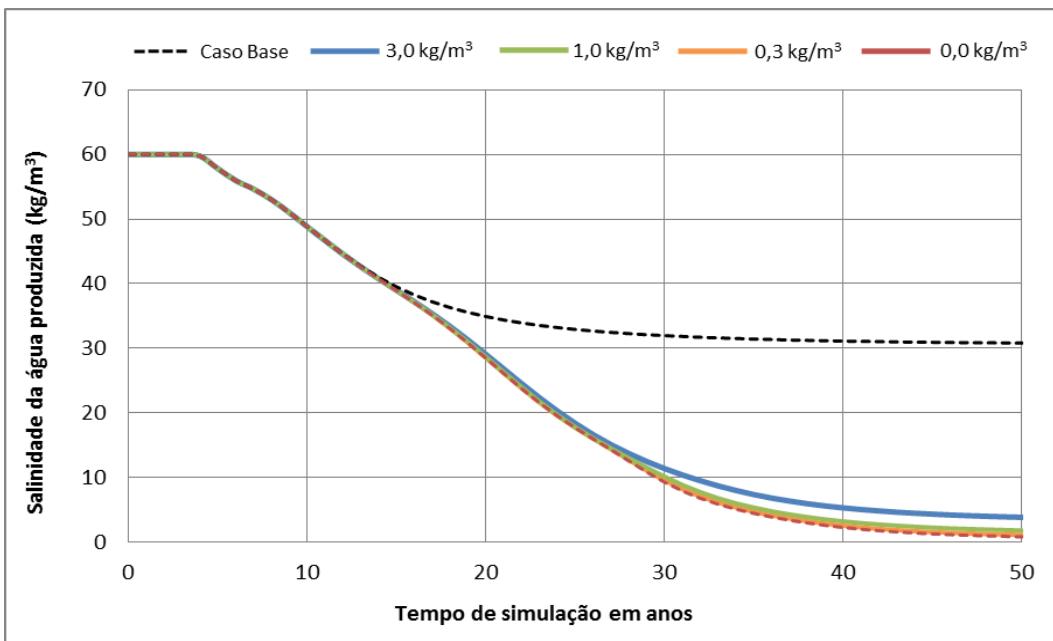
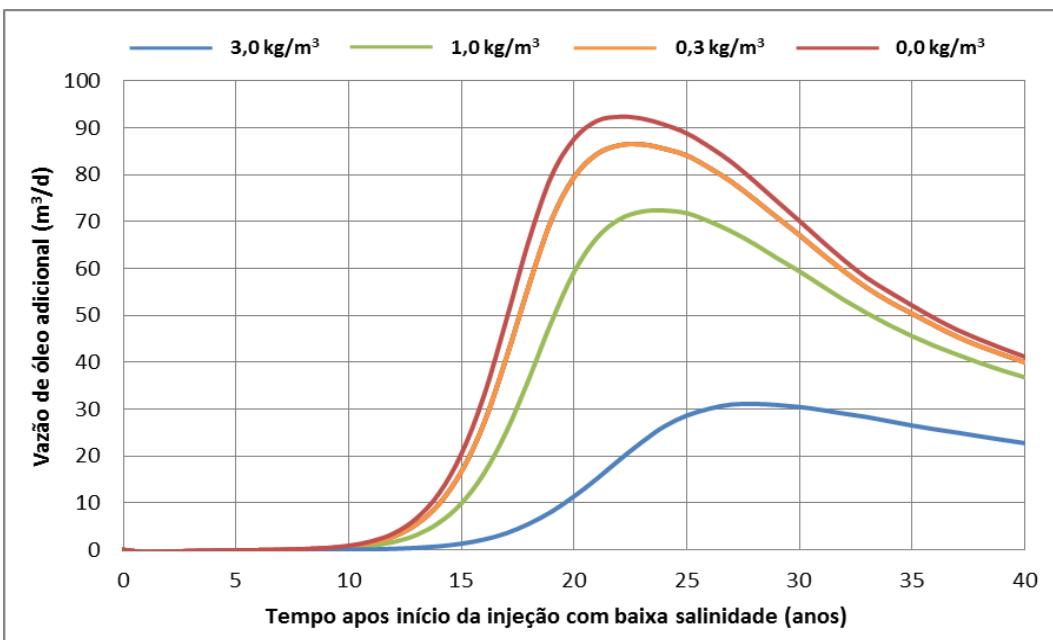


Figura 50 – Vazão de óleo e fração recuperada para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo Sintético.

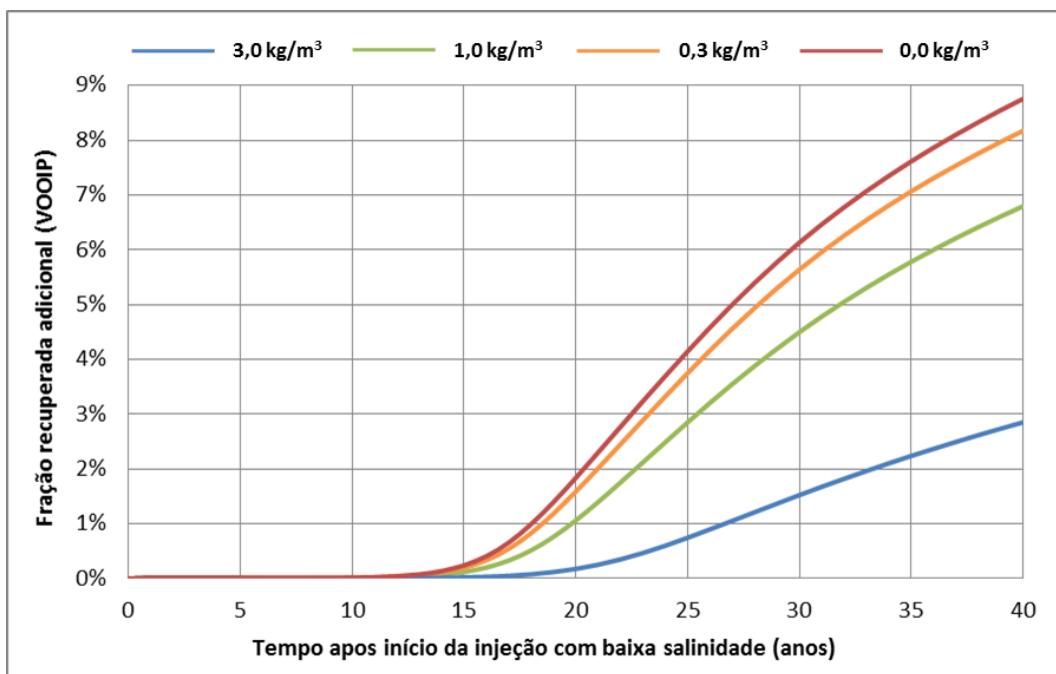


**Figura 51 – Salinidade da água produzida para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo Sintético.**

Nas Figuras 52 e 53 são mostradas as curvas de vazão de óleo adicional e fração recuperada adicional, ou seja, elas foram obtidas a partir das diferenças entre as curvas com baixa salinidade da Figura 50 e o caso base. Além disso, foi realizada uma translação no eixo das abscissas, que agora representa o tempo após o início da injeção com baixa salinidade. Dessa forma, é possível avaliar claramente o tempo de resposta entre o início do EOR e o aumento na produção de óleo.



**Figura 52 – Vazão de óleo adicional para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo Sintético.**



**Figura 53 – Fração recuperada adicional para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo Sintético.**

A Tabela 19 mostra os valores do volume de água produzida e o fator de recuperação (FR) após 50 anos para todos os casos testados. O FR do caso base é igual a 41,8%. O volume total injetado de água foi o mesmo para todos os casos, igual a 13,1 milhões de m<sup>3</sup> em condições de superfície (equivalente a 1,37 VP).

**Tabela 19 – Resultados para diferentes salinidades – Modelo Sintético**

Salinidade da água de injeção (kg/m <sup>3</sup> )	Volume de Água Produzida (VP)	Aumento no FR (VOOIP)
30,5 (caso base)	1,01	0,0%
3,0	0,97	2,9%
1,0	0,93	6,8%
0,5	0,92	7,8%
0,3	0,92	8,2%
0,1	0,92	8,6%
0,0	0,91	8,8%

Em seguida foram testados diferentes volumes injetados com baixa salinidade, mantendo o início após 10 anos de produção (WCT<sub>i</sub> = 64%). Em todos esses casos a salinidade adotada foi igual a 1,0 kg/m<sup>3</sup>. As curvas de salinidade da água produzida são mostradas na Figura 54. As Figuras 55 e 56 mostram, respectivamente, as curvas da vazão de óleo adicional e da fração recuperada adicional. Na Tabela 20 são mostrados

os resultados após os 50 anos de produção, incluindo uma coluna com o volume de óleo adicional por volume injetado com baixa salinidade.

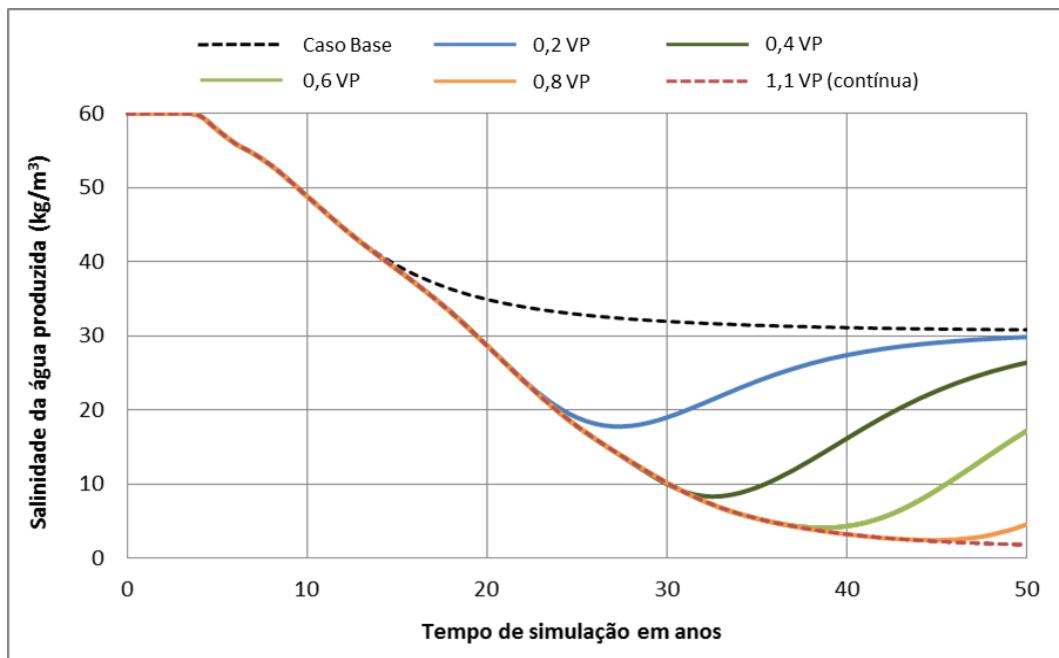


Figura 54 – Salinidade da água produzida para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.

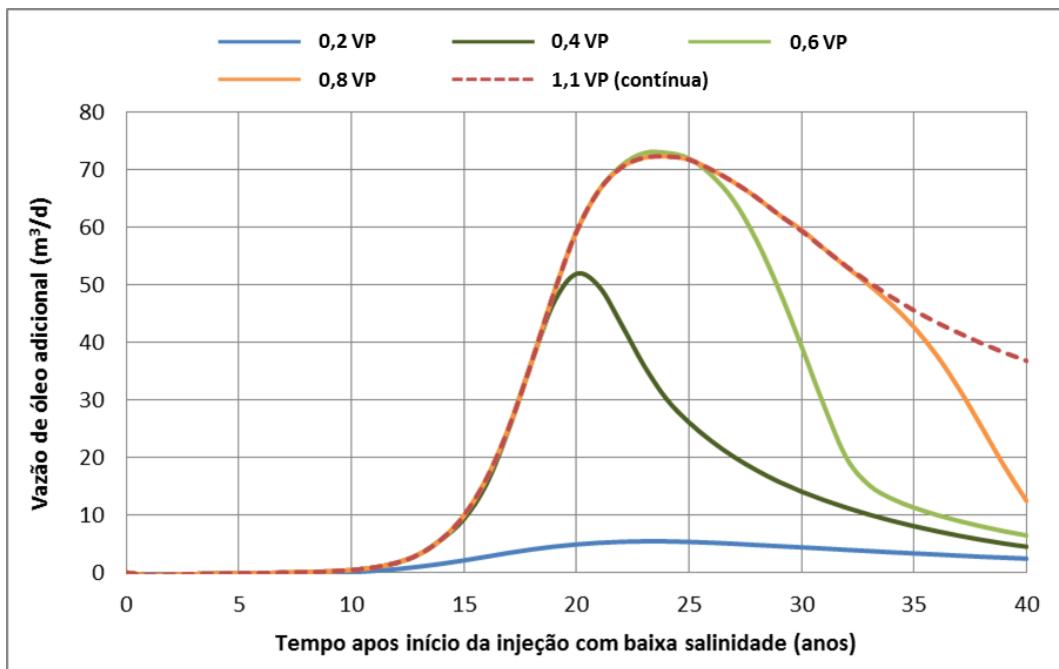
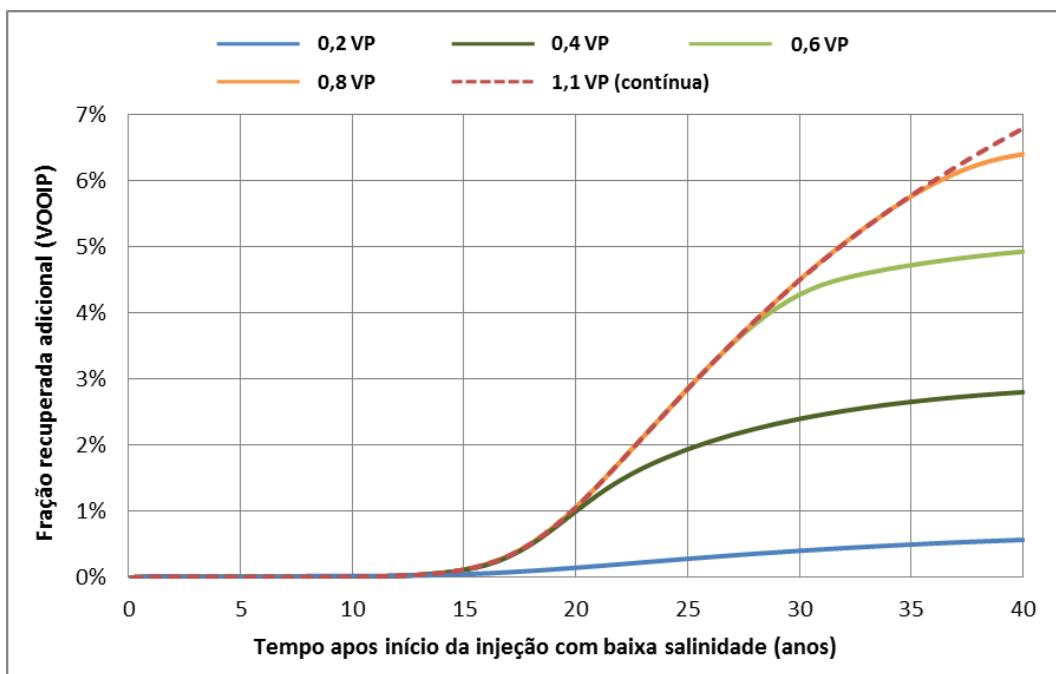


Figura 55 – Vazão de óleo adicional para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.

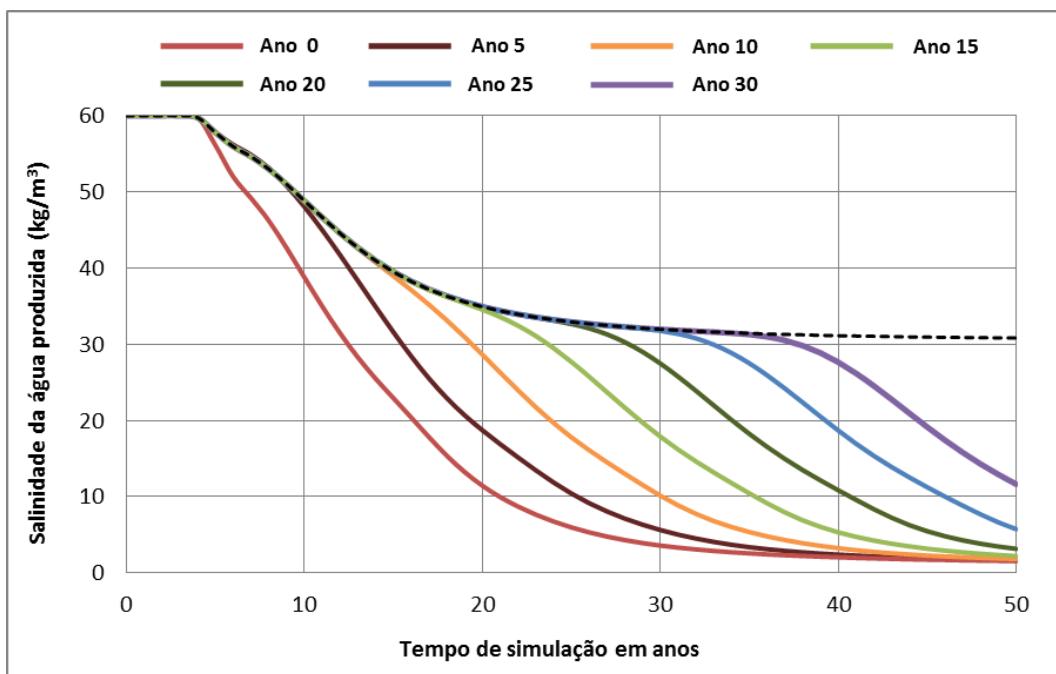


**Figura 56 – Fração recuperada adicional para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.**

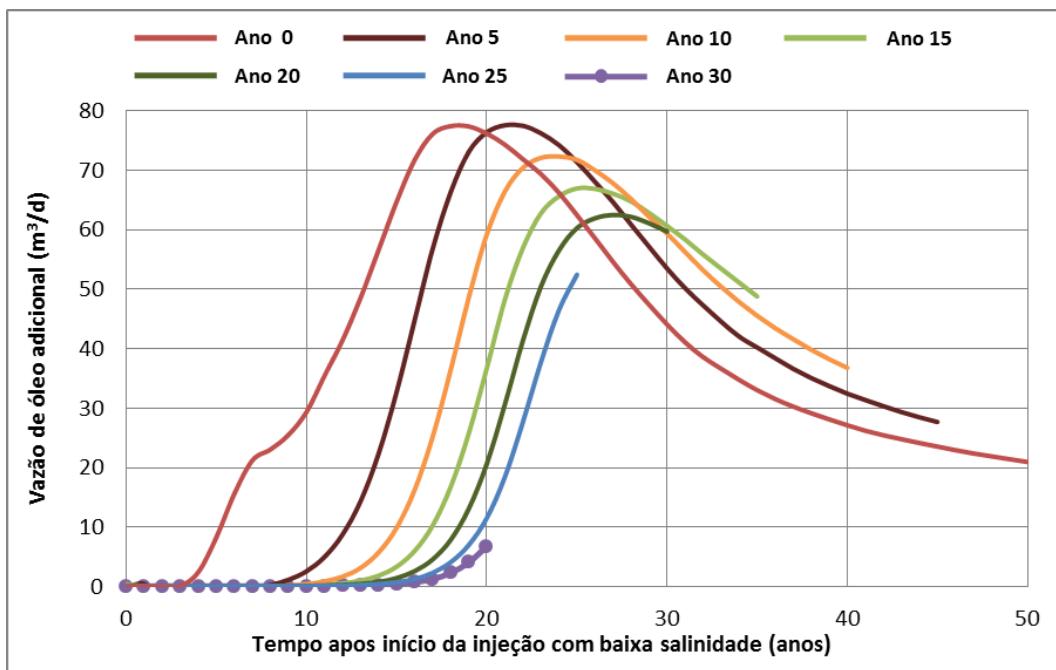
**Tabela 20 – Resultados para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético**

Volume injetado com baixa salinidade (VP)	Volume de Água Produzida (VP)	Aumento no FR (VOOIP)	Óleo adicional por volume injetado com baixa salinidade (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
0,0 (caso base)	1,01	0,0%	-
0,2	1,01	0,6%	0,021
0,4	0,99	2,8%	0,053
0,6	0,97	4,9%	0,062
0,8	0,96	6,4%	0,060
1,1 (contínua)	0,96	6,8%	0,051

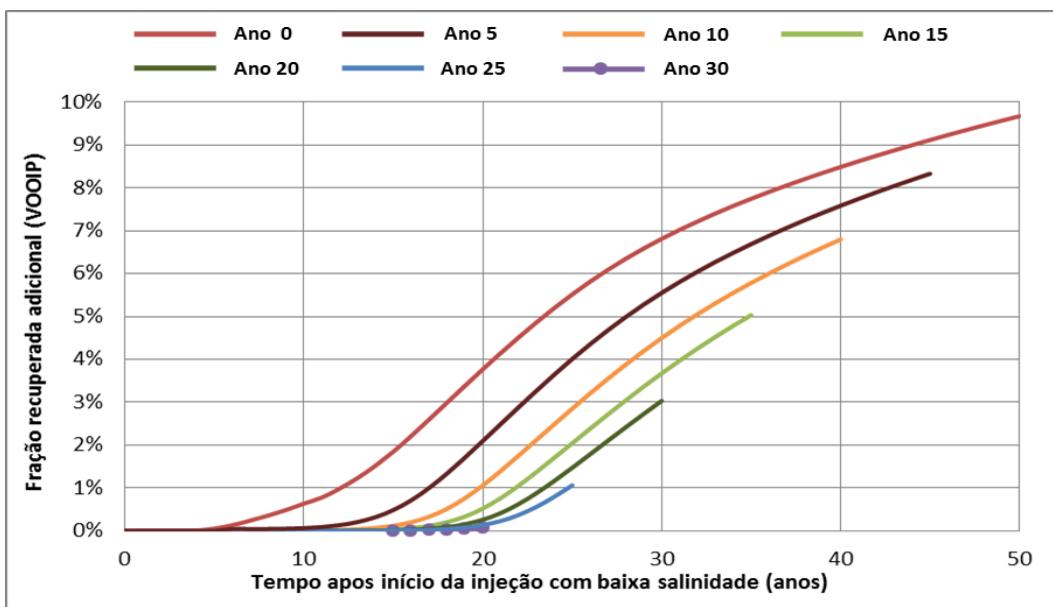
Por fim, foram testadas diferentes datas para o início da injeção com baixa salinidade, mantendo em todos os casos a injeção contínua, com salinidade igual a  $1,0 \text{ kg/m}^3$  (Figuras 57, 58 e 59). Os resultados após os 50 anos de produção são mostrados na Tabela 21, incluindo o valor da fração de água no momento do início da injeção com baixa salinidade ( $\text{WCT}_i$ ).



**Figura 57 – Salinidade da água produzida para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade (1,0 kg/m<sup>3</sup>) – Modelo Sintético.**



**Figura 58 – Vazão de óleo adicional para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade (1,0 kg/m<sup>3</sup>) – Modelo Sintético.**



**Figura 59 – Fração recuperada adicional para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.**

**Tabela 21 – Resultados para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético**

Volume injetado com baixa salinidade (VP)	WCT <sub>i</sub>	Volume de Água Produzida (VP)	Aumento no FR (VOOIP)	Óleo adicional por volume injetado com baixa salinidade (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
0	0%	0,91	9,7%	0,053
5,0	7%	0,94	8,3%	0,051
10,0	64%	0,96	6,8%	0,047
15,0	79%	0,97	5,0%	0,039
20,0	85%	0,99	3,0%	0,028
25,0	89%	0,99	1,1%	0,012
30,0	91%	1,01	0,1%	0,001
Caso Base	-	1,01	0,0%	-

### 5.7.2 Injeção de água de baixa salinidade – Modelo BC

Assim como no Modelo Sintético, o primeiro parâmetro avaliado foi a salinidade da água injetada. Para esses casos, a injeção com baixa salinidade inicia após 10 anos e é mantida até o fim do período analisado (injeção contínua). A fração de água média do

campo nesse momento é igual a 66%. A Figura 60 mostra as curvas de vazão de óleo e fração recuperada, e as Figuras 61 e 62 mostram as curvas de vazão de óleo adicional e fração recuperada adicional.

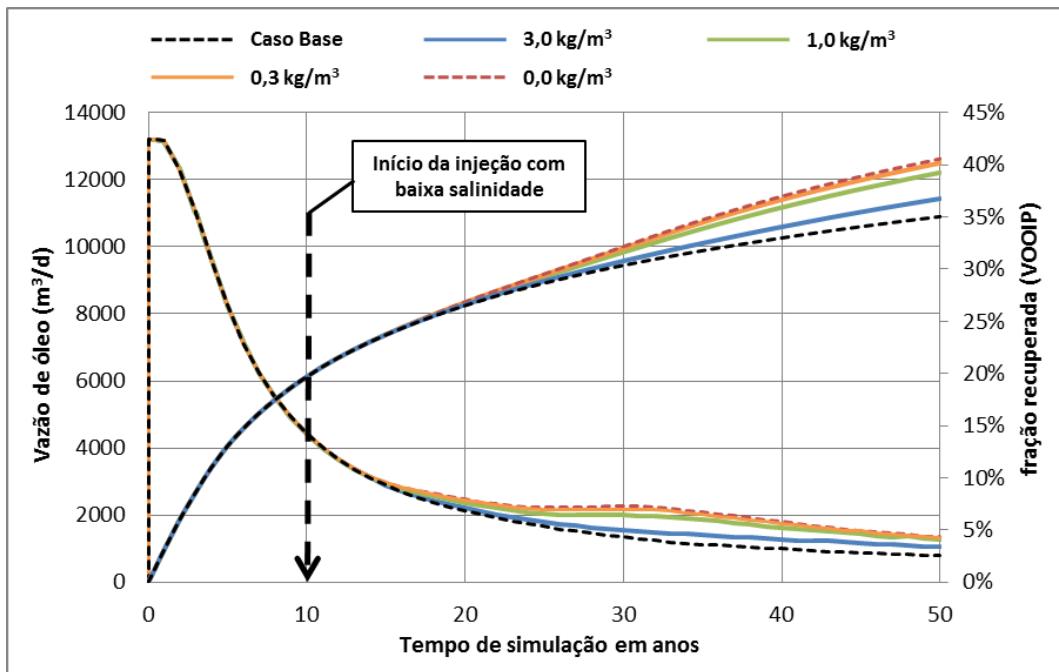


Figura 60 – Vazão de óleo e fração recuperada para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo BC.

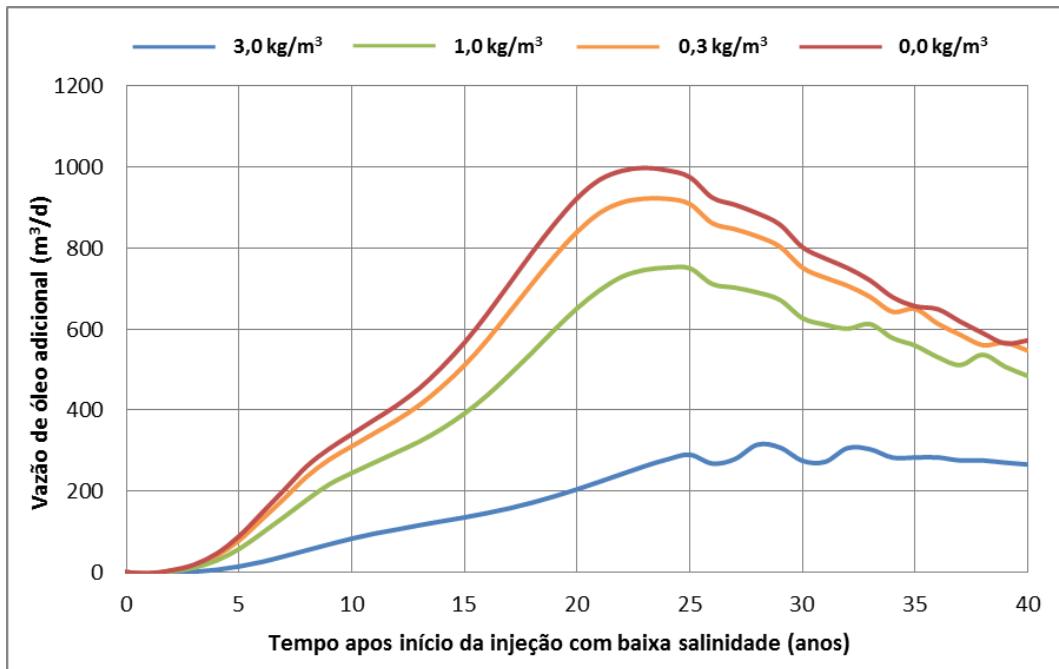
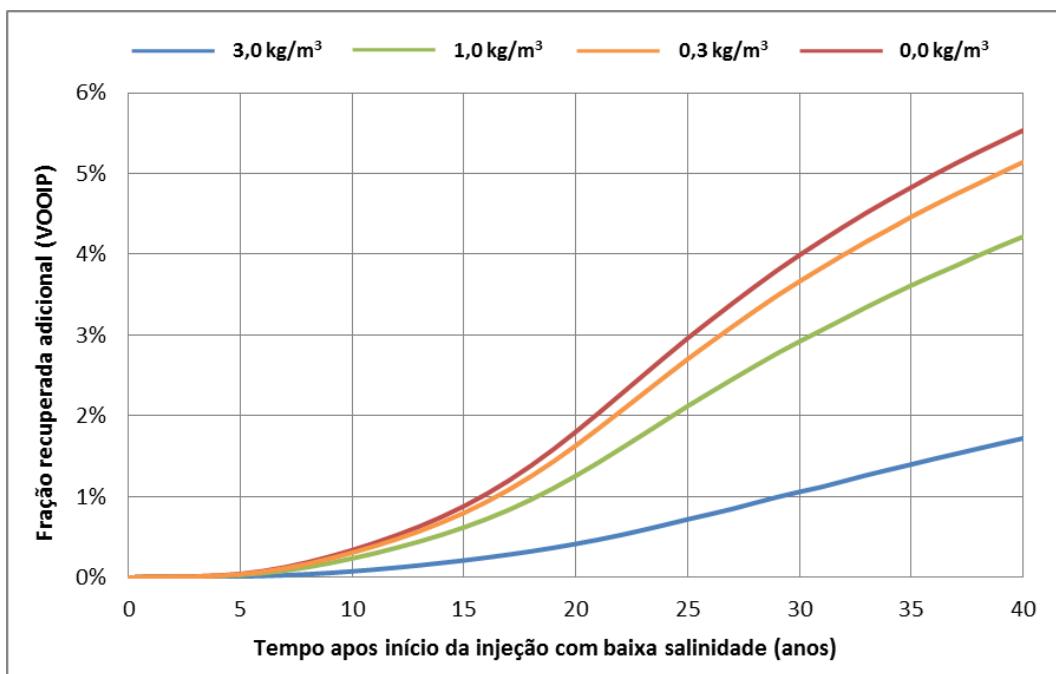


Figura 61 – Vazão de óleo adicional para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo BC.



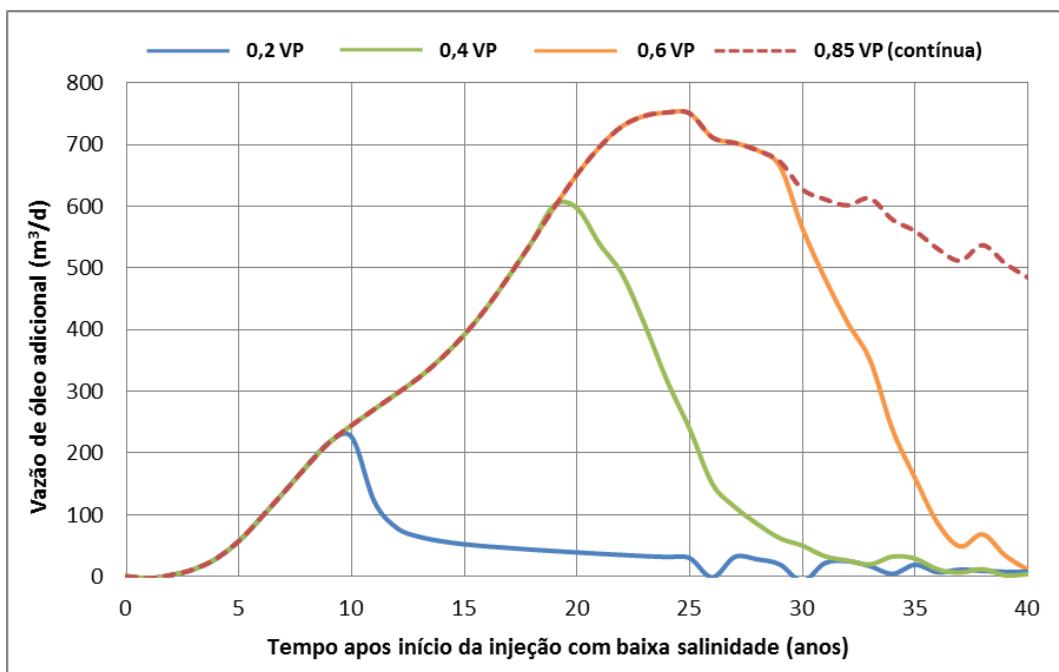
**Figura 62 – Fração recuperada adicional para diferentes salinidades da água de injeção – Modelo BC.**

A Tabela 22 mostra os valores do volume de água produzida e FR após 50 anos para os casos testados. O FR do caso base é igual a 35%.

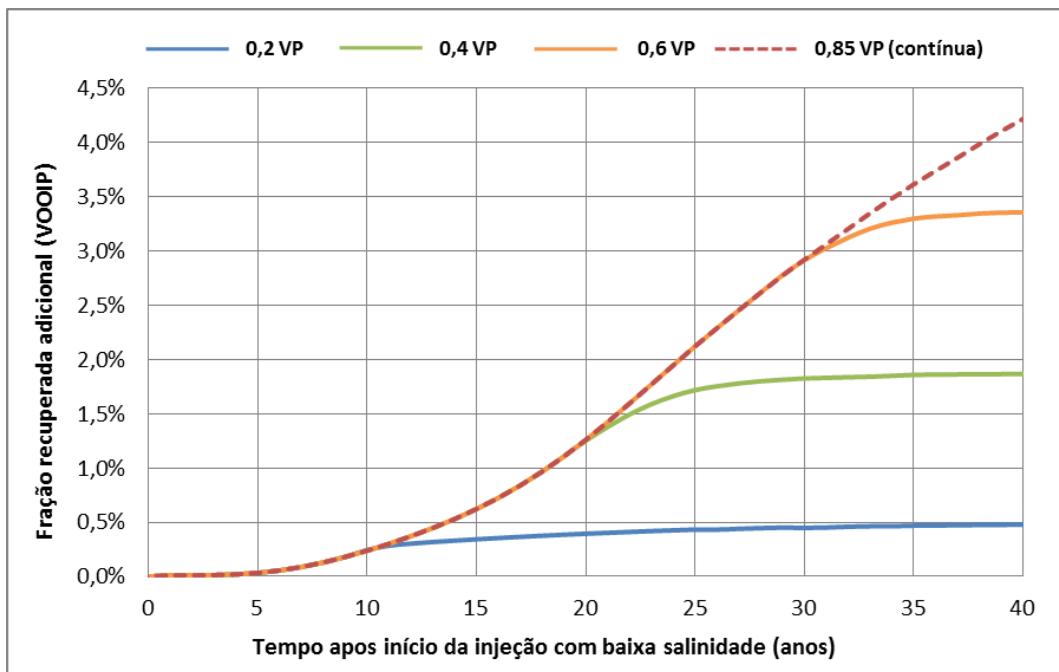
**Tabela 22 – Resultados para diferentes salinidades – Modelo BC**

Salinidade da água de injeção ( $\text{kg/m}^3$ )	Volume de Água Produzida (VP)	Aumento no FR (V0OIP)
30,5 (caso base)	0,80	0,0%
3,0	0,79	1,7%
1,0	0,78	4,2%
0,3	0,77	5,1%
0,0	0,77	5,5%

Em seguida foram realizados os testes com diferentes volumes, mantendo o início da injeção com baixa salinidade após 10 anos. Em todos esses casos a salinidade adotada foi igual a  $1,0 \text{ kg/m}^3$ . As curvas são mostradas nas Figuras 63 e 64, e os resultados na Tabela 23.



**Figura 63 – Vazão de óleo adicional para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo BC.**

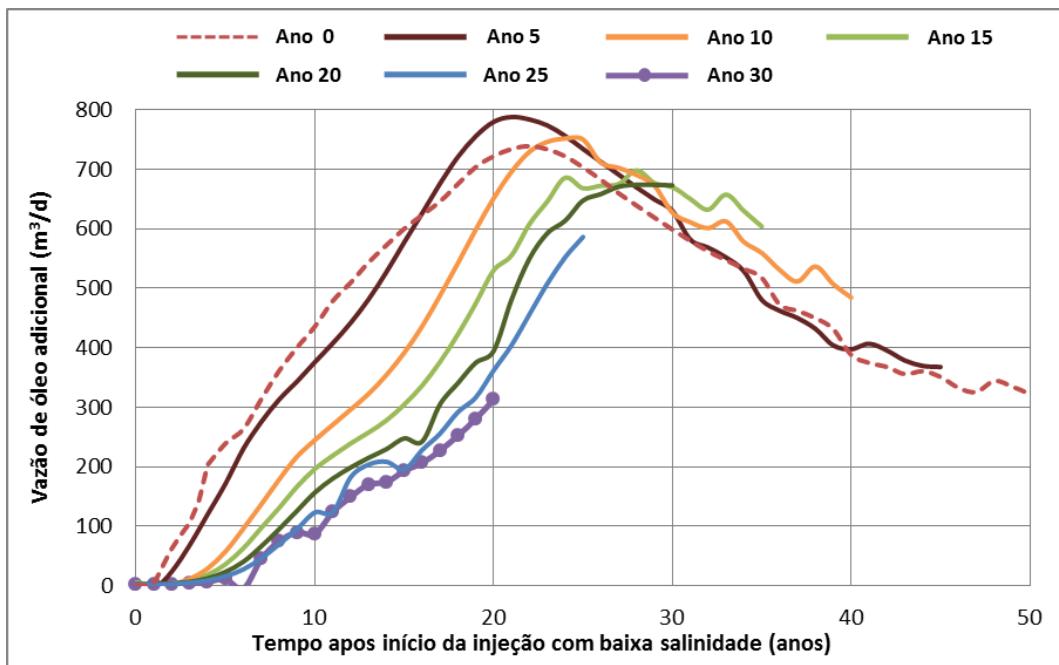


**Figura 64 – Fração recuperada adicional para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo BC.**

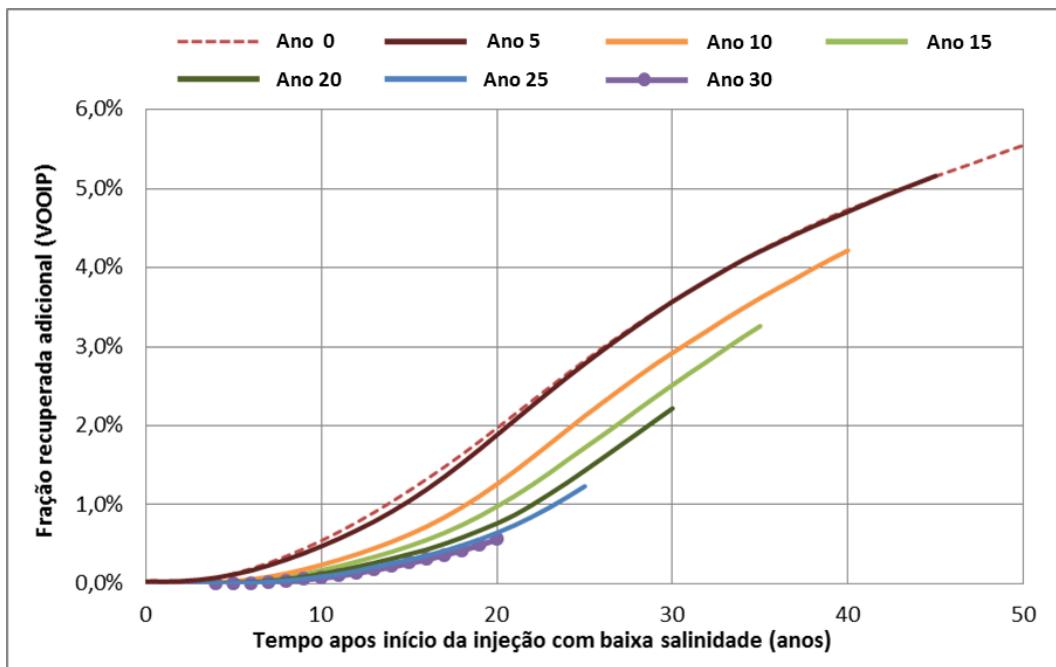
**Tabela 23 – Resultados para diferentes volumes injetados com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo BC**

Volume injetado com baixa salinidade (VP)	Volume de Água Produzida (VP)	Aumento no FR (VOOIP)	Óleo adicional por volume injetado com baixa salinidade ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ )
0,0 (caso base)	0,80	0,0%	-
0,2	0,80	0,5%	0,016
0,4	0,79	1,9%	0,031
0,6	0,78	3,4%	0,038
0,85 (contínua)	0,78	4,2%	0,033

Por fim, foram testadas diferentes datas para o início da injeção com baixa salinidade, mantendo em todos os casos a injeção contínua com salinidade igual a  $1,0 \text{ kg/m}^3$  (Figuras 65 e 66). Na Tabela 24 também foi incluído o valor da fração de água produzida do campo no momento do início da injeção com baixa salinidade ( $WCT_i$ ).



**Figura 65 – Vazão de óleo adicional para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo BC.**



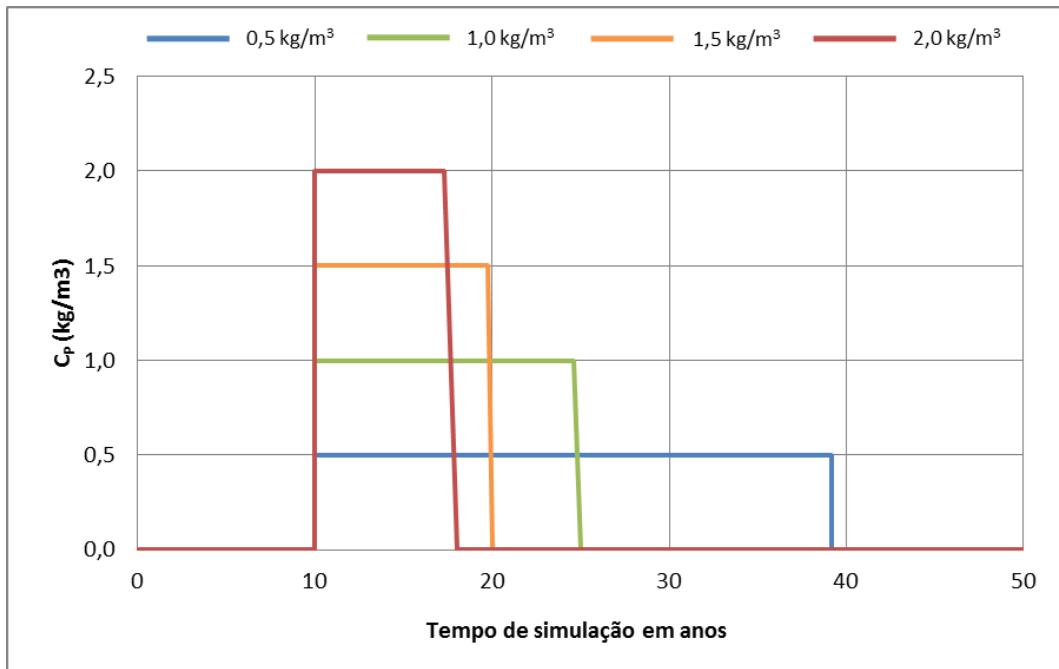
**Figura 66 – Fração recuperada adicional para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo BC.**

**Tabela 24 – Resultados para diferentes momentos de início da injeção com baixa salinidade ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo BC**

Volume injetado com baixa salinidade (VP)	WCT <sub>i</sub>	Volume de Água Produzida (VP)	Aumento no FR (VOOIP)	Óleo adicional por volume injetado com baixa salinidade (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
0	0%	0,77	5,5%	0,035
5,0	37%	0,77	5,2%	0,036
10,0	66%	0,78	4,2%	0,033
15,0	78%	0,78	3,3%	0,029
20,0	84%	0,79	2,2%	0,023
25,0	87%	0,80	1,2%	0,016
30,0	90%	0,80	0,6%	0,009
Caso Base	-	0,80	0,0%	-

### 5.7.3 Injeção de polímeros – Modelo Sintético

Nas primeiras simulações foram testadas diferentes concentrações, mantendo a quantidade total injetada de polímero. Portanto, o período de injeção do banco com polímeros depende da concentração utilizada (Figura 67). A quantidade total para essas primeiras simulações foi igual a 3,8 mil toneladas de polímero, que equivalem a  $0,40 \text{ kg/m}^3 \cdot VP^{28}$ . Em todos esses casos a injeção do polímero inicia após 10 anos de produção, quando a fração de água produzida era igual a 64%.



**Figura 67 – Injeção de bancos com diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo Sintético.**

A Figura 68 mostra a vazão de óleo e a fração recuperada para cada concentração. Na Figura 69 são mostradas as curvas da fração de água produzida. Assim como foi feito para a injeção com baixa salinidade, também foram calculadas curvas adicionais de vazão de óleo e fração recuperada a partir do início da injeção com polímeros (Figuras 70 e 71).

<sup>28</sup> Conforme informado na seção 5.3, o valor do fator volume de formação da água ( $B_w$ ) é igual a  $1,043 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . Portanto, a injeção de 1 volume poroso (VP) do Modelo Sintético equivale a 9,6 milhões de  $\text{m}^3$  de água em condições de superfície.

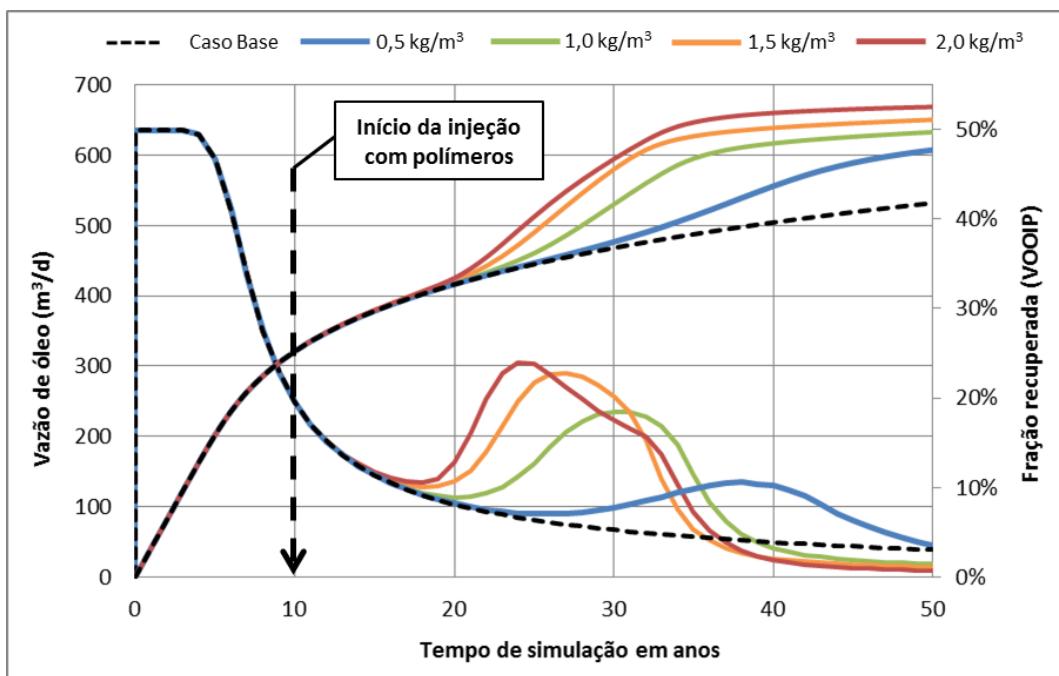


Figura 68 – Vazão de óleo e fração recuperada para diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo Sintético.

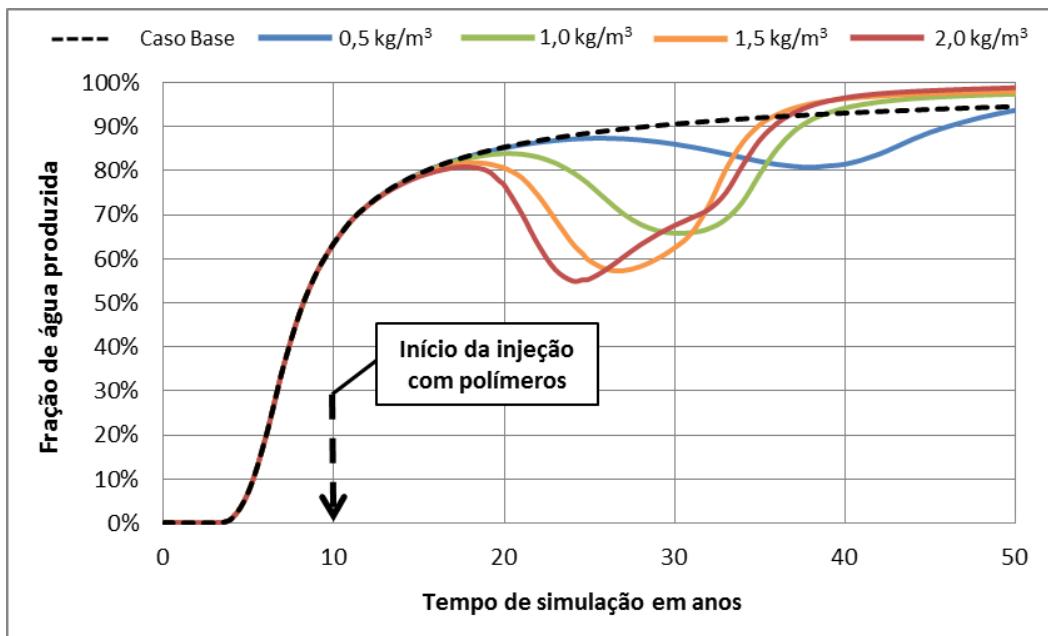
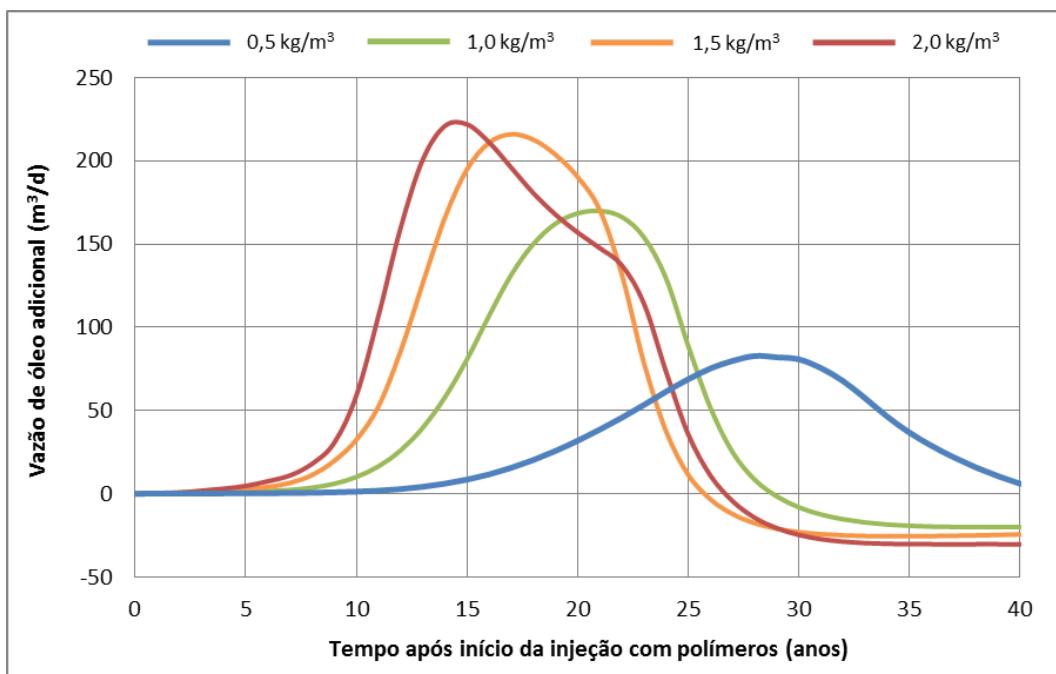
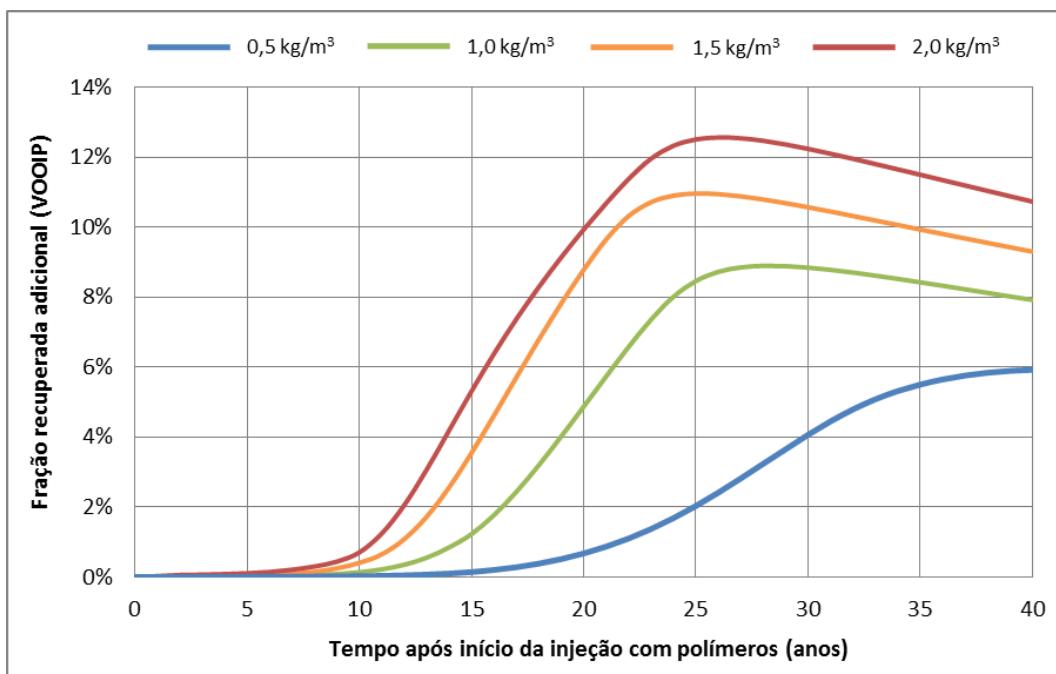


Figura 69 – Fração de água produzida para diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo Sintético.



**Figura 70 – Vazão de óleo adicional para diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo Sintético.**



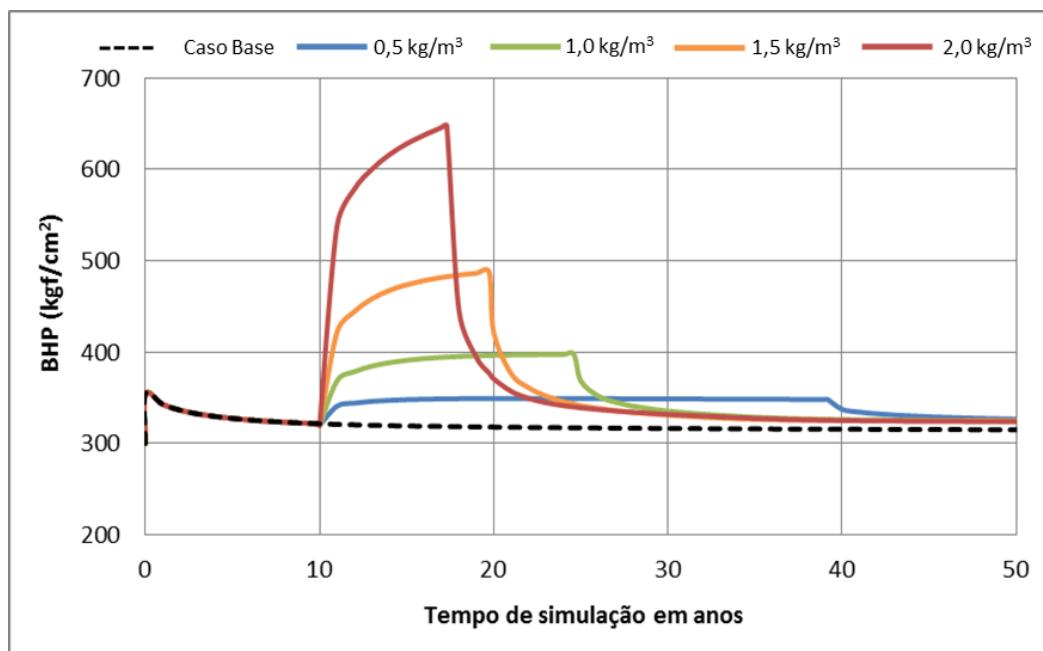
**Figura 71 – Fração recuperada adicional para diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo Sintético**

A Tabela 25 mostra os resultados obtidos para os diferentes casos simulados, considerando os volumes totais produzidos em 50 anos. O fator de recuperação (FR) para o caso base foi igual a 41,8% do VOOIP. O volume total injetado de água foi o mesmo para todos os casos, igual a 13,1 milhões de  $m^3$  em condições de superfície (equivalente a 1,37 VP).

**Tabela 25 – Resultados para diferentes concentrações de polímero – Modelo Sintético.**

$C_p$ (kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidade da solução injetada (cP)	Volume de Água Produzida (VP)	Aumento do FR (VOOIP)	Óleo Adicional por Polímero (kg/kg)
0,0	0,6	1,01	0,0%	0,0
0,5	1,9	0,96	5,9%	101,8
1,0	5,1	0,95	7,9%	136,0
1,5	11,9	0,94	9,3%	159,7
2,0	25,3	0,92	10,7%	184,2

Como pode ser observado na tabela, os maiores ganhos foram obtidos para as maiores concentrações. No entanto, os casos com maiores concentrações resultaram em elevadas pressões de fundo (BHP) no poço injetor, como pode ser observado na Figura 72. Conforme mencionado na seção 5.6, não foi definido um limite máximo para a pressão de fundo do injetor nas simulações com o Modelo Sintético. Mas em casos reais existem restrições, seja por conta do sistema de injeção ou por aspectos geomecânicos, por exemplo, para evitar fraturas excessivas e exsudações. Portanto, pressões muito elevadas são indesejáveis ou até mesmo não factíveis.



**Figura 72 – Pressão de fundo no poço injetor para diferentes concentrações de polímero – Modelo Sintético.**

Sendo assim, decidiu-se adotar a concentração de 1,0  $kg/m^3$  para as simulações seguintes. O próximo parâmetro avaliado foi o volume do banco injetado, mantendo o início de injeção após 10 anos. Como em todos os casos foi usada a mesma

concentração, cada volume corresponde a uma determinada massa de polímeros. Por exemplo, a injeção de 1 VP com a concentração de  $1,0 \text{ kg/m}^3$  ( $1 \text{ kg/m}^3 \cdot \text{VP}$ ) corresponde a 9,6 mil toneladas de polímero. Os resultados para os diferentes volumes injetados com polímero são apresentados nas Figuras 73 e 74 e na Tabela 26. A injeção de polímeros contínua, isto é, durante 40 anos, corresponde a 1,1 VP.

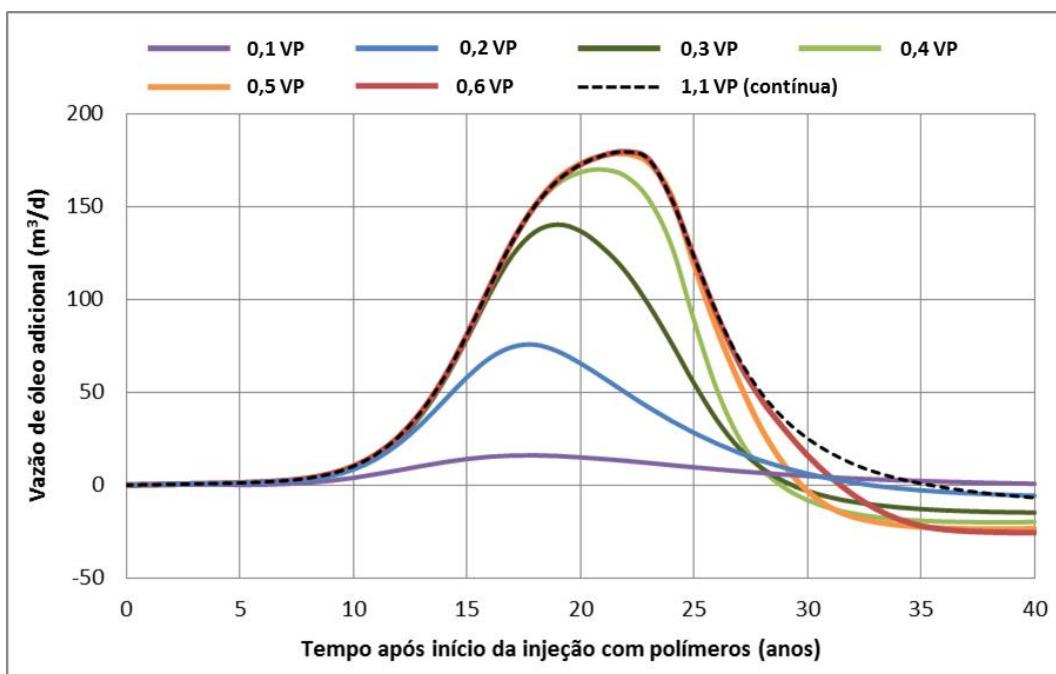


Figura 73 – Vazão de óleo adicional para diferentes volumes injetados com polímero ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.

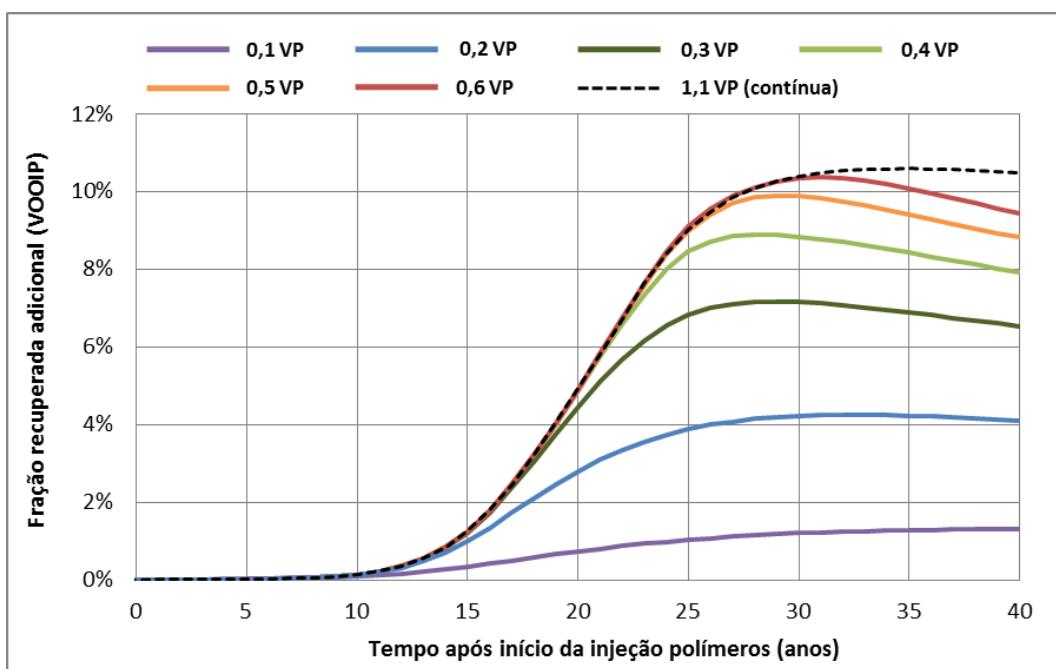
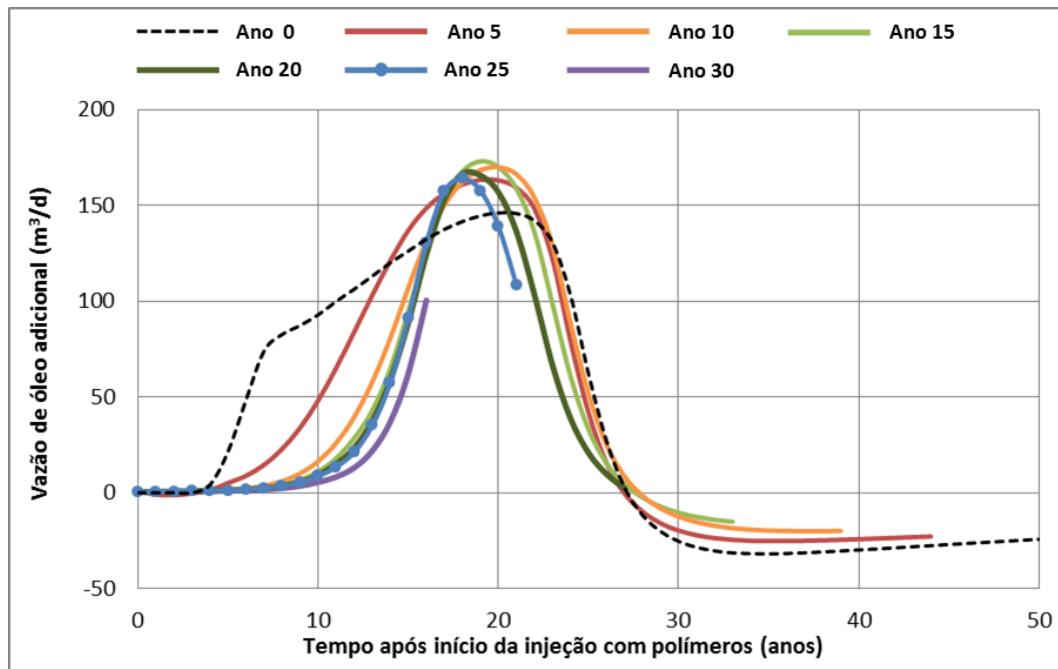


Figura 74 – Fração recuperada adicional para diferentes volumes injetados com polímero ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.

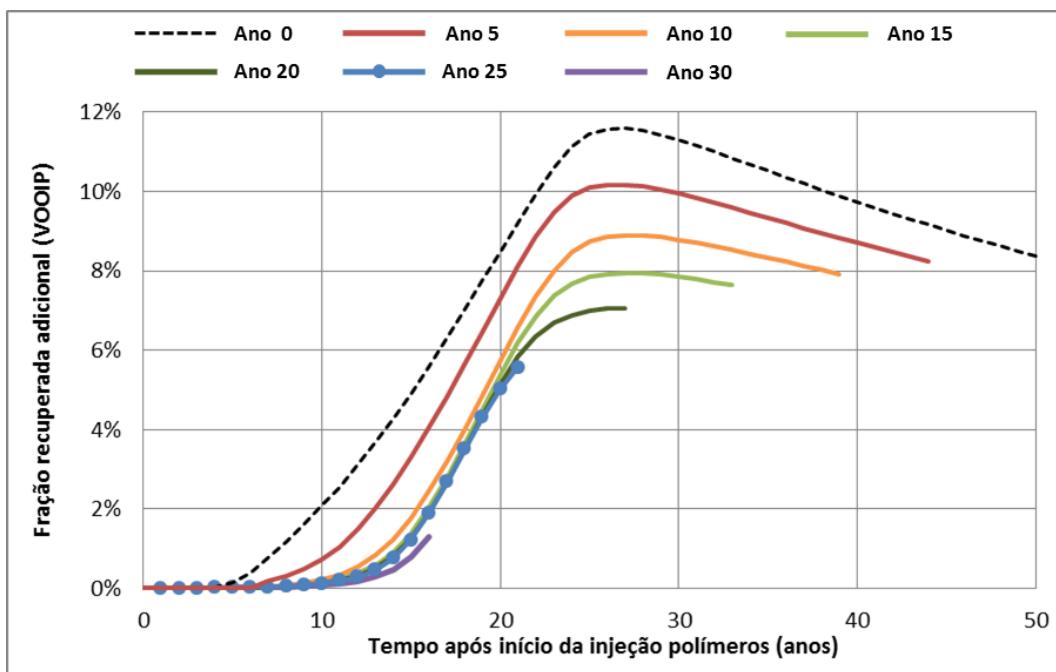
**Tabela 26 – Resultados para diferentes volumes injetados com polímero ( $1,0 \text{ kg/m}^3$ ) – Modelo Sintético.**

Volume Injetado (VP)	Volume de Água Produzida (VP)	Quantidade de Polímero Produzido ( $\text{kg/m}^3 \cdot \text{VP}$ )	Aumento do FR (VOOIP)	Óleo Adicional por Polímero (kg/kg)
0,10	1,00	0,000	1,3%	89,9
0,20	0,98	0,003	4,1%	140,8
0,30	0,96	0,037	6,5%	149,5
0,40	0,95	0,105	7,9%	136,0
0,50	0,94	0,172	8,8%	121,1
0,60	0,93	0,240	9,5%	108,1
1,10 (contínua)	0,92	0,354	10,5%	65,7

Por fim, foram testados diferentes momentos para o início da injeção de polímeros. Em todos os casos foi injetada a mesma quantidade ( $0,40 \text{ kg/m}^3 \cdot \text{VP}$ ), mantendo concentração em  $1,0 \text{ kg/m}^3$ . Os resultados para esses casos são mostrados nas Figuras 75 e 76 e na Tabela 27.



**Figura 75 – Vazão de óleo adicional para diferentes momentos de início da injeção com polímeros – Modelo Sintético.**



**Figura 76 – Fração recuperada adicional para diferentes momentos de início da injeção com polímeros – Modelo Sintético.**

**Tabela 27 – Resultados para diferentes momentos de início da injeção com polímeros – Modelo Sintético.**

Início da injeção com polímero (anos)	WCT <sub>i</sub>	Volume de Água Produzida (VP)	Total de Polímero Produzido (kg/m <sup>3</sup> VP)	Aumento do FR (VOOIP)	Óleo adicional por polímero (kg/kg)
0	0,00	0,94	0,122	8,4%	143,8
5	0,07	0,94	0,115	8,2%	141,2
10	0,64	0,95	0,105	7,9%	136,0
15	0,79	0,95	0,090	7,6%	131,0
20	0,85	0,95	0,062	7,1%	121,1
25	0,89	0,97	0,013	5,6%	95,5
30	0,91	1,00	0,000	1,3%	22,5

Para o Modelo Sintético, também foram realizadas simulações para analisar a sensibilidade a algumas propriedades adotadas para o polímero, envolvendo a interação entre o polímero e a rocha do reservatório. Em todos os casos foi adotado como referência o caso com injeção iniciando após 10 anos, com concentração de 1,0  $kg/m^3$  e quantidade de polímero injetada igual a 0,40  $kg/m^3 \cdot VP$ . Foram avaliados os seguintes parâmetros:

- fator de redução da permeabilidade residual ( $F_{RPR}$ );
- volume poroso inacessível (VPI);
- adsorção máxima.

A Tabela 28 mostra os valores adotados para cada parâmetro e os resultados obtidos em relação ao caso base.

**Tabela 28 – Resultados da análise de sensibilidade com 3 parâmetros do polímero –Modelo Sintético.**

$F_{RPR}$	VPI	Adsorção máxima ( $\mu\text{g/g}$ )	Total de Polímero Produzido ( $\text{kg/m}^3 \text{VP}$ )	Aumento do FR (VOOIP)	Óleo adicional por polímero ( $\text{kg/kg}$ )
1,0	20%	24,0	0,116	4,3%	73,6
2,0	20%	10,0	0,099	10,4%	178,6
2,0	10%	24,0	0,098	7,8%	134,6
2,0	20%	24,0	0,105	7,9%	136,0
2,0	30%	24,0	0,111	8,0%	137,2
2,0	20%	40,0	0,108	6,8%	116,2
3,0	20%	24,0	0,100	9,9%	169,1

#### 5.7.4 Injeção de polímeros – Modelo BC

Assim como no caso do Modelo Sintético, nas primeiras análises foi mantida a quantidade total injetada, variando a concentração e a duração de injeção do banco. Em todas elas a injeção com polímeros inicia 10 anos após o início a produção do campo. A quantidade total de polímero para essas primeiras simulações foi igual a 69,5 mil toneladas, que equivalem a  $0,30 \text{ kg/m}^3 \cdot \text{VP}$ .

A Figura 77 mostra a vazão de óleo e a fração recuperada para cada concentração, enquanto a Figura 78 mostra a fração de água produzida. Pode-se observar que as concentrações mais elevadas ( $1,5$  e  $2,0 \text{ kg/m}^3$ ) provocaram uma redução na produção do campo logo após o início da injeção com polímeros. Nesses casos houve uma redução na vazão de alguns injetores, que atingiram a pressão máxima de fundo adotada ( $400 \text{ kgf/cm}^2$ ). Com isso, a vazão total injetada no campo foi reduzida (Figura 79).

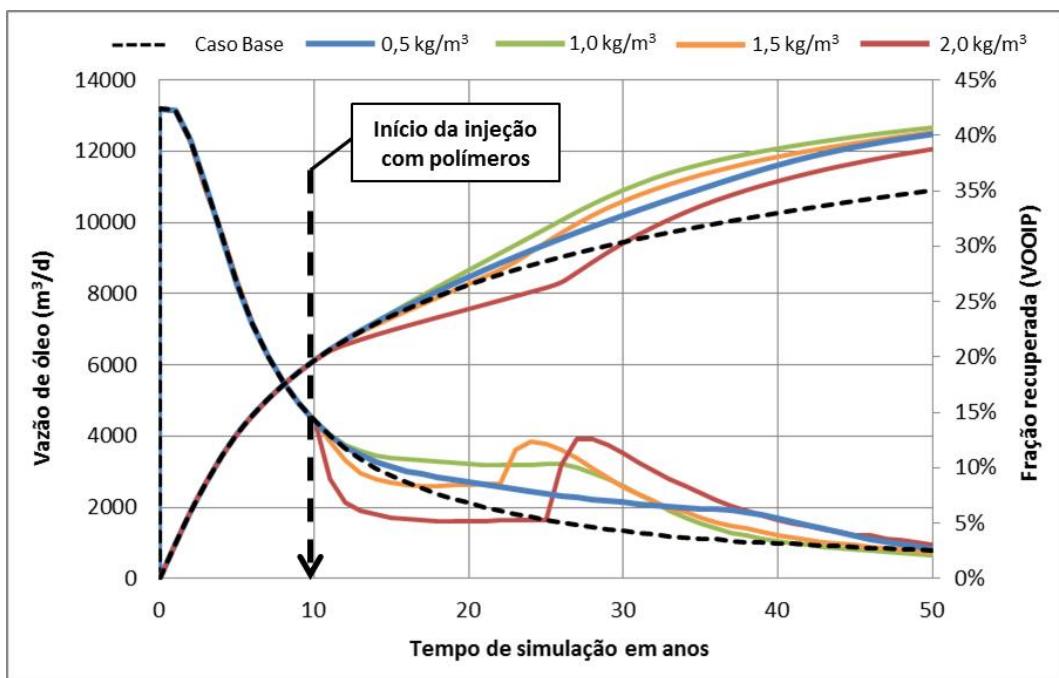


Figura 77 – Vazão de óleo e fração recuperada para diferentes concentrações de polímero ( $C_p$ ) – Modelo BC.

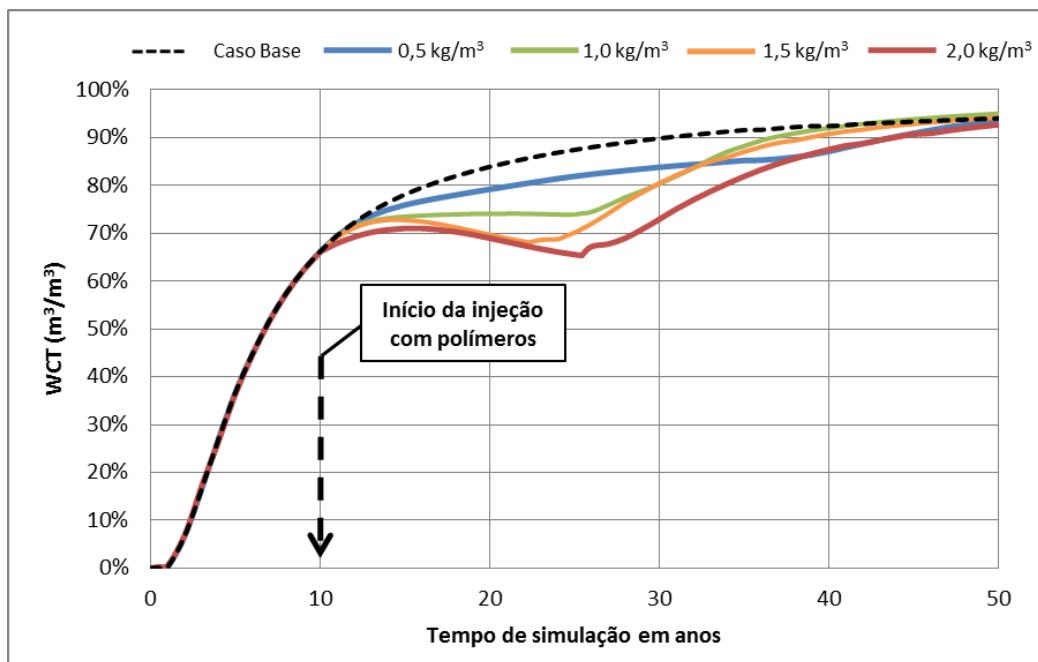


Figura 78 – Fração de água produzida para diferentes concentrações do polímero – Modelo BC.

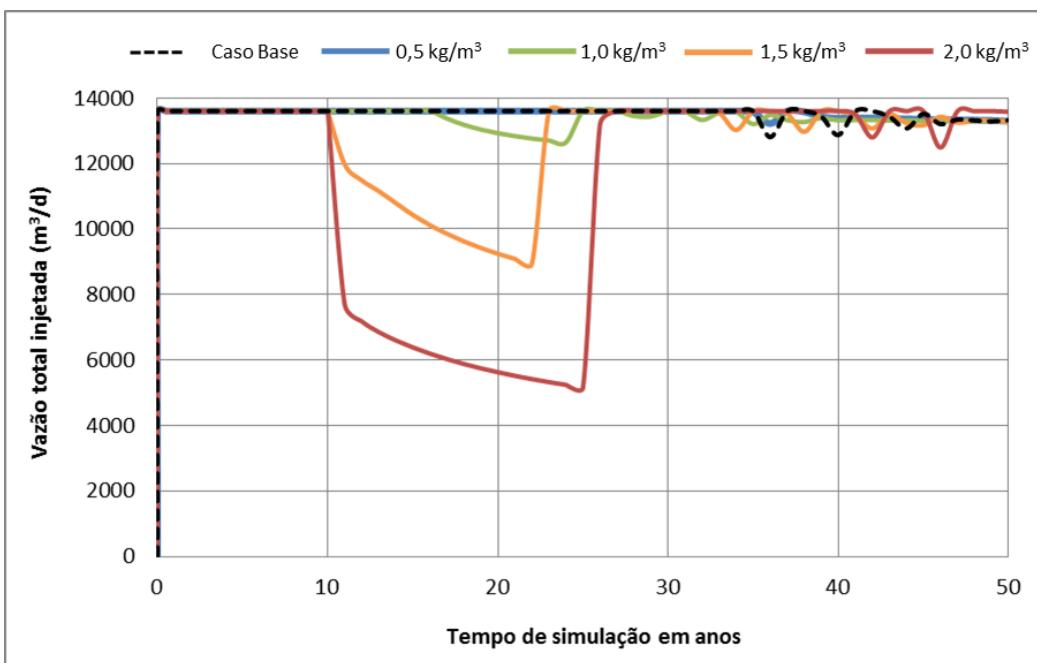


Figura 79 – Vazão total injetada com diferentes concentrações do polímero – Modelo BC.

Além do atraso da produção de óleo, reduções muito grandes na injeção podem levar uma queda grande na pressão em determinadas regiões do reservatório, com liberação de parte do gás que está dissolvido no óleo. A produção desse gás reduz a energia do reservatório, e pode reduzir ainda mais a recuperação de óleo. Como pode ser observado na Figura 80, os casos com concentrações mais altas provocaram um aumento na razão gás óleo (RGO) do campo.

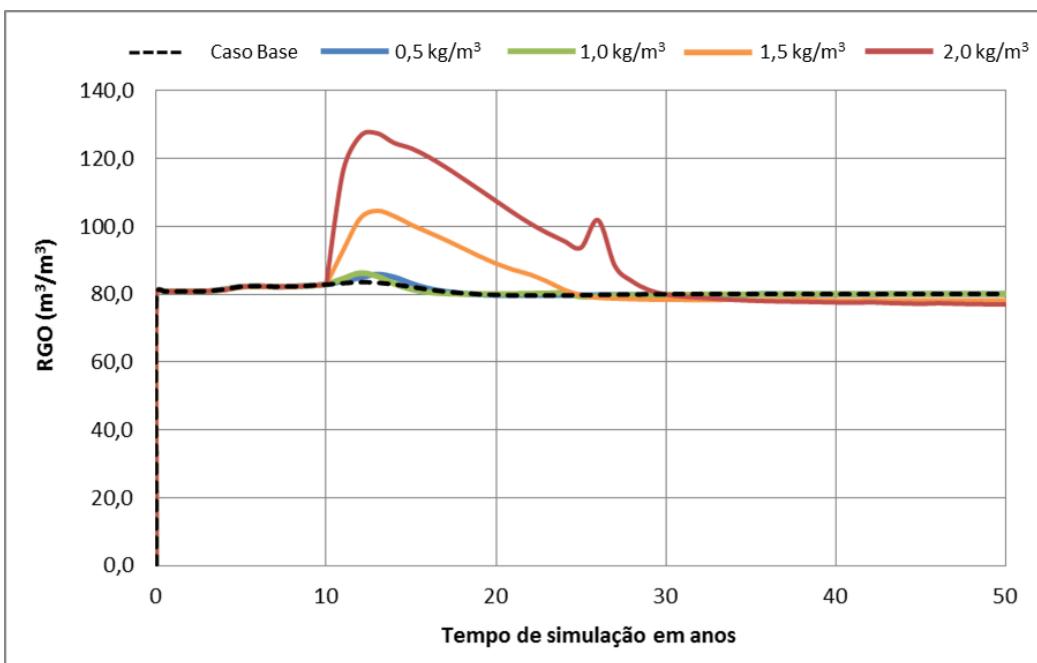


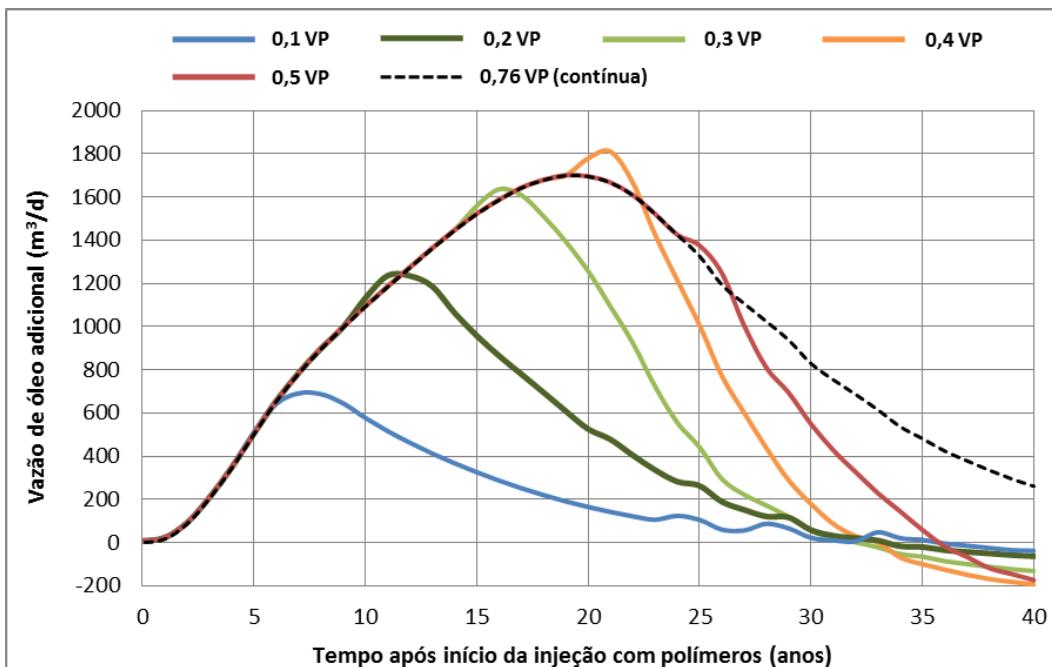
Figura 80 – RGO do campo para as diferentes concentrações de polímero – Modelo BC.

A Tabela 29 mostra os resultados obtidos para os diferentes casos simulados, considerando os volumes totais produzidos em 50 anos. O fator de recuperação do caso base foi igual a 35,0% do VOOIP. Houve uma variação no volume total injetado de água, diferente dos casos avaliados com o Modelo Sintético.

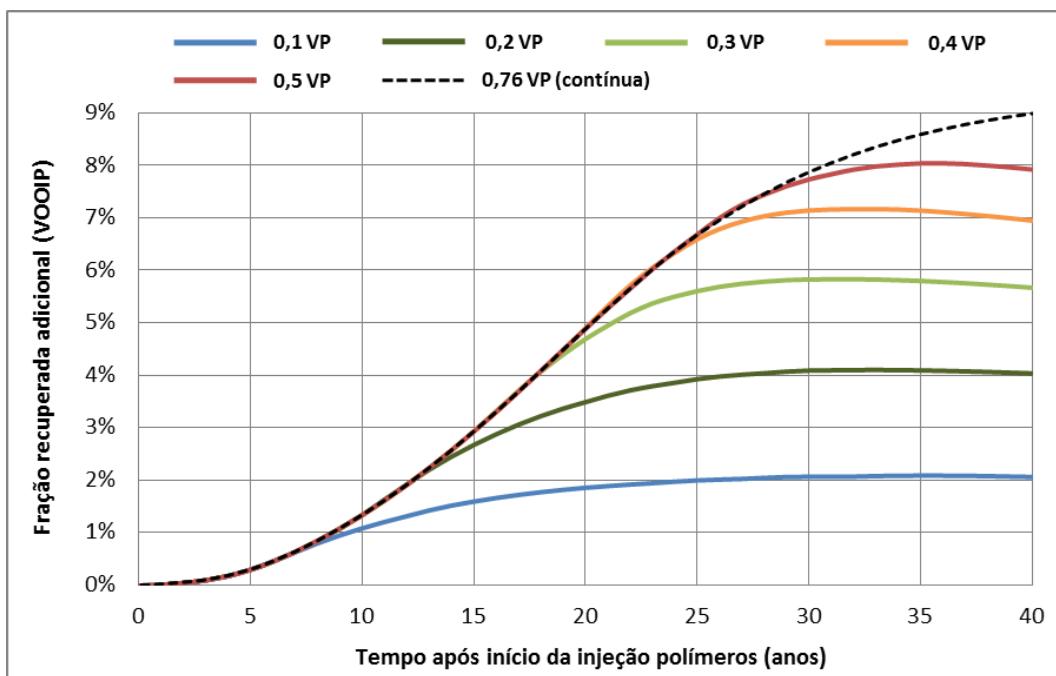
**Tabela 29 – Resultados para diferentes concentrações de polímero – Modelo BC.**

$C_p$ (kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidade da solução injetada (cP)	Volume Total Injetado (VP)	Volume de Água Producida (VP)	Aumento do FR (VOOIP)	Óleo Adicional por Polímero (kg/kg)
0,0	0,6	1,06	0,80	0%	0,0
0,5	1,9	1,07	0,77	5,1%	103,3
1,0	5,1	1,05	0,75	5,7%	115,8
1,5	11,9	1,00	0,70	5,2%	106,9
2,0	25,3	0,89	0,59	3,7%	75,9

O próximo parâmetro avaliado foi o volume do banco injetado, mantendo o início de injeção após 10 anos. Em todos os casos foi usada a mesma concentração de 1,0 kg/m<sup>3</sup>, portanto, a injeção de 1 VP corresponde a 232 mil toneladas de polímero. Os resultados para os diferentes volumes injetados com polímero são apresentados nas Figuras 81 e 82 e na **Figura 81 – Vazão de óleo adicional para diferentes volumes injetados com polímero (1,0 kg/m<sup>3</sup>) – Modelo BC.** A injeção de olímeros contínua, isto é, durante 40 anos, corresponde a 0,76 VP.



**Figura 81 – Vazão de óleo adicional para diferentes volumes injetados com polímero (1,0 kg/m<sup>3</sup>) – Modelo BC.**

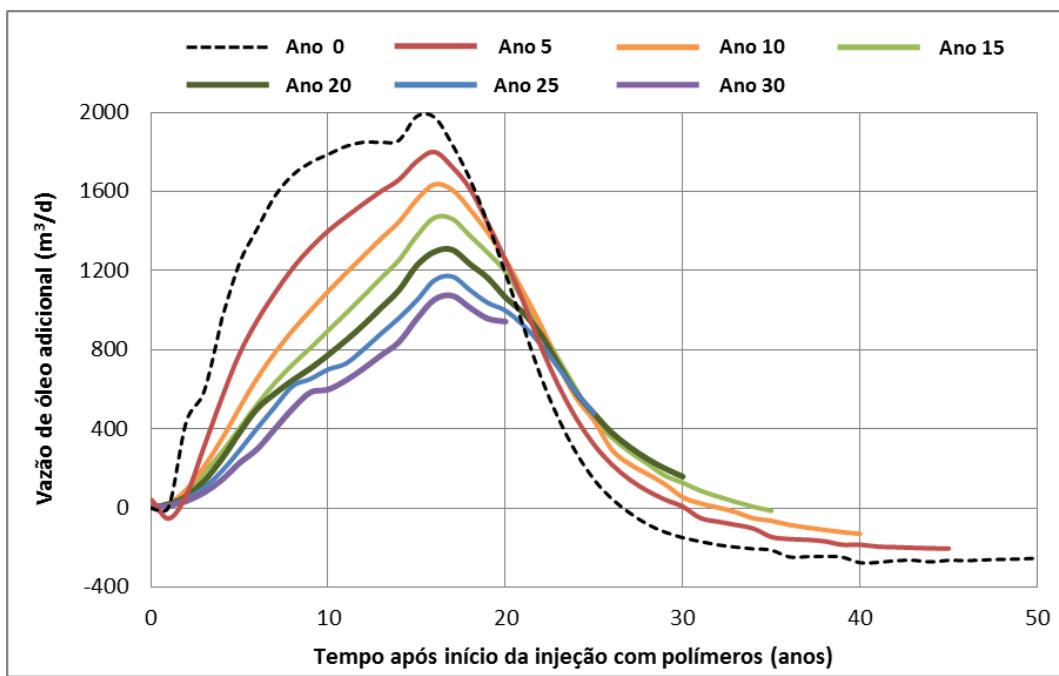


**Figura 82 – Fração recuperada adicional para diferentes volumes injetados com polímero (1,0 kg/m<sup>3</sup>) – Modelo BC.**

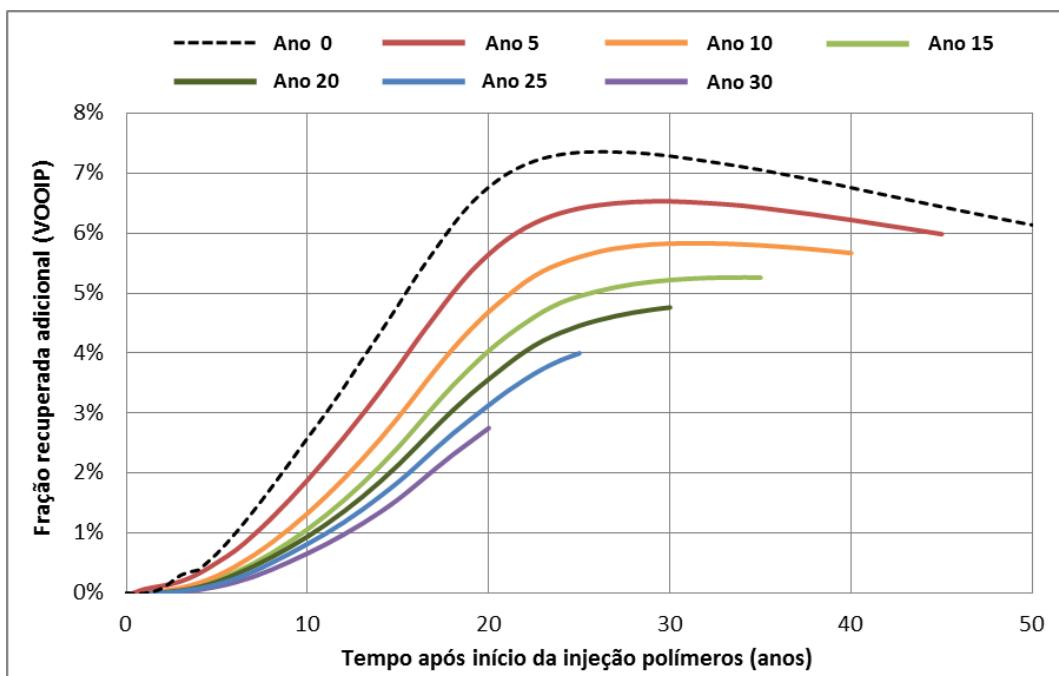
**Tabela 30 – Resultados para diferentes volumes injetados com polímero (1,0 kg/m<sup>3</sup>) – Modelo BC.**

Volume Injetado (VP)	VOLUME DE ÁGUA PRODUZIDA (VP)	QUANTIDADE DE POLÍMERO PRODUZIDO (kg/m <sup>3</sup> VP)	AUMENTO DO FR (VOOIP)	ÓLEO ADICIONAL POR POLÍMERO (kg/kg)
0,10	0,79	0,005	2,1%	126,1
0,20	0,77	0,026	4,0%	123,6
0,30	0,75	0,065	5,7%	115,8
0,40	0,73	0,111	6,9%	106,4
0,50	0,69	0,148	7,9%	97,1
0,76 (contínua)	0,64	0,192	9,0%	72,1

Por fim, foram testados diferentes momentos para o início da injeção do polímero, mantendo a quantidade total injetada em  $0,3 \text{ kg}/\text{m}^3 \cdot \text{VP}$  e a concentração em  $1,0 \text{ kg}/\text{m}^3$ . Os resultados para esses casos são mostrados nas Figuras 83 e 84 e na Tabela 31.



**Figura 83 – Vazão de óleo adicional para diferentes momentos de início da injeção com polímeros – Modelo BC.**



**Figura 84 – Fração recuperada adicional para diferentes momentos de início da injeção com polímeros – Modelo BC.**

**Tabela 31 – Resultados para diferentes datas de início da injeção com polímero – Modelo BC.**

Início da injeção com polímero	WCT <sub>i</sub>	Quantidade de polímero produzido (kg/m <sup>3</sup> · VP)	Aumento do FR (VOOIP)	Óleo adicional por polímero (kg/kg)
0	0%	0,077	6,0%	122,4
5	37%	0,073	6,0%	122,2
10	66%	0,065	5,7%	115,8
15	78%	0,056	5,3%	107,4
20	84%	0,045	4,8%	97,2
25	87%	0,031	4,0%	81,6
30	90%	0,016	2,8%	56,2

## 5.8 DISCUSSÃO SOBRE OS RESULTADOS

### 5.8.1 Injeção de água com baixa salinidade

Foram avaliados três parâmetros que interferem no desempenho dessa tecnologia: a salinidade da água injetada, o tamanho do banco e o momento de início da injeção com baixa salinidade.

Os resultados para a avaliação das diferentes salinidades estão diretamente relacionados com a modelagem adotada, especificamente com a relação entre as curvas de permeabilidade relativa e a salinidade de cada célula do modelo (Tabelas 15 e 16). Portanto, as maiores diferenças acontecem para salinidades entre 1,0 kg/m<sup>3</sup> e 5,0 kg/m<sup>3</sup>, que foram os limites adotados para a definição de “baixa salinidade” e “alta salinidade”. Ainda assim, as simulações com salinidade menor do que 1,0 kg/m<sup>3</sup> indicaram um aumento na produção de óleo. Para entender isso, é preciso levar em conta que existem células com água de salinidade elevada antes do início da injeção com baixa salinidade. A água de formação, que está presente mesmo na zona de óleo por conta da saturação de água irredutível, possui salinidade de 60,0 kg/m<sup>3</sup>. Além disso, a água injetada durante os 10 primeiros anos possui salinidade de 30,5 kg/m<sup>3</sup> (água do mar). A água injetada com baixa salinidade se mistura com a água presente nas células do modelo, provocando a diminuição da salinidade por diluição. Com a injeção contínua, a tendência é que a salinidade das células lavadas se estabilize em valores

iguais ao da água injetada. No entanto, principalmente para as células mais afastadas do poço injetor, essa redução na salinidade por diluição pode demorar um grande tempo. Analisando a Figura 51, é possível verificar em todos os casos que no ano 30 a salinidade do produtor ainda está próxima a  $10 \text{ kg/m}^3$ . Ou seja, mesmo após 20 anos do início da injeção com baixa salinidade, as células próximas ao produtor ainda estão com salinidade alta (acima de  $5 \text{ kg/m}^3$ ). Portanto a produção adicional que já existe nesse período (Figura 52) refere-se ao óleo que foi mobilizado em células mais próximas ao injetor, que já sofreram uma maior diluição. A injeção com salinidades abaixo de  $1,0 \text{ kg/m}^3$  acelera a diluição, provocando uma antecipação da produção.

A dinâmica da diluição também é importante para entender os resultados obtidos para diferentes volumes totais injetados. Por exemplo, se analisarmos a curva referente à injeção de 0,6 VP na Figura 54, verificamos que a salinidade do produtor é reduzida até um mínimo de aproximadamente  $4 \text{ kg/m}^3$ , e depois volta a crescer. Portanto, as células mais próximas ao produtor sentiram poucos efeitos da baixa salinidade, isto é, não sofreram muitas alterações na saturação de óleo residual e nas curvas de permeabilidade relativa. Ainda assim, é possível inferir que muitas células entre o injetor e o produtor tiveram uma redução grande na salinidade, proporcionando uma vazão de óleo adicional significativa (Figura 55). As curvas de óleo adicional proporcionado pelos bancos com 0,2 e 0,4 VP são muito menores, e a salinidade do produtor nesses dois casos sempre está acima dos  $5 \text{ kg/m}^3$ . Com isso, é possível afirmar que com a injeção desses bancos um grande número de células entre o injetor e o produtor permaneceu com salinidades elevadas. Analisando os resultados para o Modelo BC (Figuras 63 e 64) também verifica-se que a injeção de bancos de 0,2 e 0,4 PV proporcionam ganhos baixos. Portanto, para os dois modelos estudados, são necessários bancos com grandes volumes para conseguir obter aumentos significativos no FR. Para os dois modelos a injeção de bancos maiores do que 0,6 VP não aumenta o pico das curvas de vazão de óleo adicional, apenas reduzem seu declínio.

Por fim, as Figuras 58 e 65 ilustram bem os efeitos do momento de início da injeção com baixa salinidade sobre a vazão adicional. Inicialmente é importante destacar que mesmo utilizando a injeção com baixa salinidade desde o início da produção do campo, existe um tempo grande até a obtenção do pico na produção adicional – 18 anos para o Modelo Sintético e 21 anos para o Modelo BC. Além disso, quanto mais tarde se inicia, maior o tempo de resposta entre o início da injeção com

baixa salinidade e o aumento na produção de óleo, além das curvas de óleo adicional possuírem picos menores. A única exceção foi para a injeção desde o início (Ano 0) para o modelo BC, cujo pico ficou abaixo das curvas com início após 5 e 10 anos. Analisando a Figura 66 fica claro também que é necessário um tempo grande após o início da injeção com baixa salinidade para obter aumentos significativos no FR. Caso a injeção inicie após 10 anos ( $WCT_i$  médio do campo maior que 66%), são necessários mais que 30 anos para se obter aumentos de 3% do VOOIP.

Os dois modelos apresentaram resultados semelhantes em termos qualitativos, se compararmos os formatos das curvas. Entretanto apresentaram algumas diferenças significativas em termos quantitativos, o que indica que a geometria e a distribuição das propriedades da rocha possuem uma grande influência sobre os resultados. A Tabela 32 apresenta uma comparação entre casos simulados nos dois modelos, considerando o início da injeção com baixa salinidade em diferentes momentos. Em todos os casos são realizadas injeções contínuas, com salinidade igual a 1,0 kg/m<sup>3</sup>. O Modelo Sintético apresentou ganhos maiores em quase todos os casos, sendo que o volume injetado com baixa salinidade é maior em termos de volume poroso (VP).

**Tabela 32 – Comparação entre os resultados da injeção com baixa salinidade para os dois modelos.**

Início da injeção com baixa salinidade (anos)	Modelo Sintético		Modelo BC	
	$WCT_i$	Aumento do FR	$WCT_i$	Aumento do FR
0	0%	9,7%	0%	5,5%
5	7%	8,3%	37%	5,2%
10	64%	6,8%	66%	4,2%
15	79%	5,0%	78%	3,3%
20	85%	3,0%	84%	2,2%
25	89%	1,1%	87%	1,2%
30	91%	0,1%	90%	0,6%

### **5.8.2 Injeção de polímeros**

O primeiro parâmetro avaliado nos dois modelos foi a concentração do polímero, mantendo o mesmo momento de início e a mesma quantidade total injetada em cada modelo. No Modelo Sintético obteve-se uma antecipação da produção para as maiores concentrações, levando a maiores FR dentro do período analisado, isto é, 40 anos após início da injeção com polímeros. No Modelo Sintético não foram definidos limites de pressão de fundo, pois o objetivo era avaliar apenas o efeito do polímero no reservatório. Como isso, devido ao grande aumento da viscosidade do fluido injetado, os casos com maiores concentrações resultaram em pressões de fundo no poço injetor muito elevadas (Figura 72). No entanto, como já foi mencionado na seção 5.7.3, em casos reais existem restrições para essa pressão de fundo, seja por conta do sistema de injeção ou por aspectos geomecânicos.

Segundo Seright *et al.* (2008), na maioria dos projetos de injeção de polímeros é esperada a abertura e propagação de fraturas mecânicas, mas elas nem sempre são nocivas; em determinadas circunstâncias elas podem aumentar a injetividade, a produtividade de óleo e a eficiência de varrido. Com isso os autores afirmam que a compreensão da orientação e do crescimento das fraturas pode ser crucial para projetos com a injeção de soluções poliméricas. A ocorrência e propagação de fraturas durante a injeção com polímeros não foi considerada em nenhum dos modelos.

No Modelo BC foram adotados limites para a pressão de fundo dos injetores ( $400 \text{ kgf/cm}^2$ ). Com isso, as concentrações mais elevadas provocaram uma redução no volume total injetado, provocando uma diminuição na vazão de óleo e até um aumento da RGO do campo. É importante ressaltar que, por conta de problemas de convergência numérica do ECLIPSE 100, os efeitos do *shear thinning* não puderam ser adotados para o Modelo BC. Mesmo com os multiplicadores de injetividade adotados (Tabela 17), o comportamento da pressão de fundo simulada pode estar muito diferente do que seria obtido na realidade. Mesmo com essas limitações, é possível afirmar que a injetividade dos poços com a solução polimérica é um fator crítico. Portanto, são preferíveis reservatórios com boas características permoporosas, e campos em que existam poços com alguma folga de injeção. Para simular a injetividade com soluções poliméricas, o ideal seria considerar os efeitos da temperatura e da reologia (taxa de cisalhamento)

sobre a viscosidade de forma conjunta, que podem ser avaliadas em outros tipos de simuladores. Além disso, estudo geomecânicos para avaliar ocorrência e propagação de fraturas são necessários. De qualquer forma, apenas com a realização de um projeto piloto é possível avaliar com maior segurança a injetividade e outros fatores críticos como a degradação e a estabilidade dos polímeros em condições de reservatório.

O segundo parâmetro avaliado foi o volume do banco com polímeros, que é equivalente à massa total injetada. Nos dois modelos foram realizadas simulações com a concentração de  $1,0 \text{ kg/m}^3$  e início de injeção após 10 anos. Conforme esperado, quanto maior a quantidade de polímero injetada, maior o fator de recuperação (Figuras 74 e 82). No entanto, existe uma tendência de redução do ganho de óleo por polímero injetado, além de aumentar bastante a quantidade de polímero produzido (Tabelas 26 e 30). A definição dos valores ótimos dependeria de parâmetros econômicos e dos objetivos definidos pela empresa operadora.

O terceiro parâmetro avaliado foi o momento do início da injeção com polímeros. Para o Modelo Sintético, a partir de 10 anos ( $\text{WCT}_i = 64\%$ ) não há diferenças significativas em relação ao tempo de resposta e o valor do pico do óleo adicional (Figura 75). Já para o Modelo BC, o pico das curvas de óleo adicional diminui com o atraso da injeção com polímeros, porém o tempo até a ocorrência do pico não se altera muito, está entre 15 e 17 anos (Figura 83). Considerando o período de 50 anos, quanto mais cedo for iniciada a injeção com polímeros, melhores os resultados tanto em termos de FR quanto de óleo adicional por polímero injetado (Figura 84).

A Tabela 33 apresenta uma comparação entre casos simulados nos dois modelos, considerando os mesmos parâmetros da injeção de polímero. Os ganhos obtidos no Modelo Sintético foram superiores ao do Modelo BC, porém foram muito próximos.

**Tabela 33 – Comparação entre os resultados da injeção de polímeros para os dois modelos.**

Parâmetro	Modelo Sintético	Modelo BC
Início da Injeção com polímero (anos)	10	10
$\text{WCI}_i$	64%	66%
Quantidade injetada ( $\text{kg/m}^3 \cdot \text{VP}$ )	0,40	0,40
Concentração ( $\text{kg/m}^3$ )	1,0	1,0
Aumento do FR (VOOIP)	7,9%	6,9%
Óleo adicional por polímero ( $\text{kg/kg}$ )	136,0	106,4

Por fim, foram realizadas simulações no Modelo Sintético para analisar a sensibilidade a algumas propriedades adotadas para o polímero, envolvendo a interação entre o polímero e a rocha do reservatório. Foram avaliados os seguintes parâmetros:

- fator de redução da permeabilidade residual ( $F_{RPR}$ );
- volume poroso inacessível (VPI);
- adsorção máxima.

Foram realizadas sensibilidades simples, isto é, variando apenas um parâmetro em relação ao caso base. O  $F_{RPR}$  (também conhecido com FRR – fator de resistência residual) representa a redução na permeabilidade na zona invadida pelo polímero, e é proporcional à concentração de polímero adsorvido. Essa redução provoca uma divergência do fluido injetado para zonas não varridas, aumentando a eficiência da recuperação. Os resultados obtidos (Tabela 28) indicam que o  $F_{RPR}$  possui uma grande influência sobre o aumento do FR, mesmo em um modelo com permeabilidade homogênea. Em casos mais heterogêneos espera-se que o aumento no  $F_{RPR}$  contribua ainda mais para o aumento do FR, pois a solução injetada deve ir preferencialmente para as regiões com maior permeabilidade. O valor da adsorção máxima também possui uma grande influência sobre o FR. Quanto menor o valor desse parâmetro, maior o aumento do FR, desde que sejam mantidos os demais. Vale ressaltar que na prática os valores de adsorção máxima e  $F_{RPR}$  devem estar relacionados, ou seja, quanto maior a adsorção máxima, maior a redução na permeabilidade residual. Os valores de volume poroso inacessível (VPI) tiveram pouca influência sobre os resultados.

No próximo capítulo serão discutidas questões referentes à regulação da indústria petrolífera, envolvendo políticas associadas à recuperação melhorada, como o incentivo à pesquisa e desenvolvimento (P&D) e redução de impostos e *royalties*.

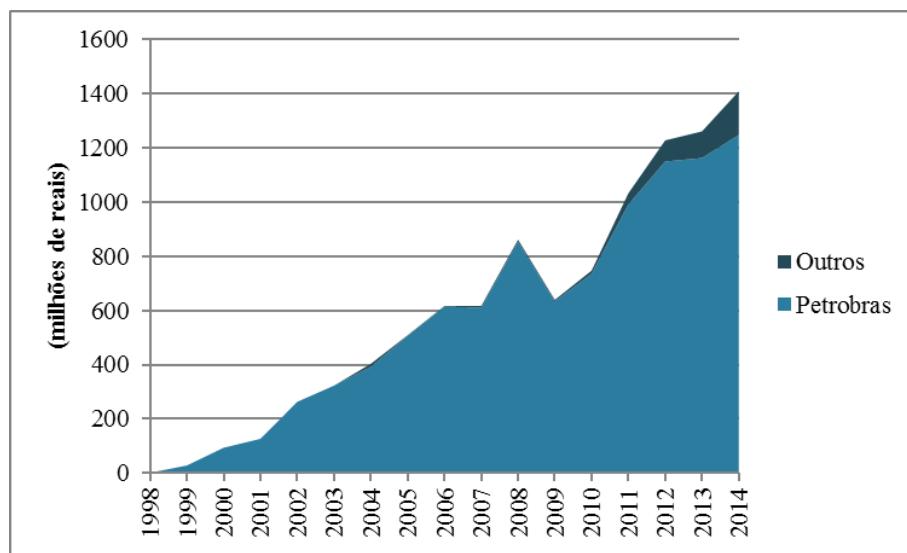
## **6 AVALIAÇÃO DAS ATIVIDADES DE EOR SOB A ÓTICA DO PLANEJAMENTO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA**

### **6.1 LEGISLAÇÃO, RESOLUÇÕES E INVESTIMENTOS RELACIONADOS À RECUPERAÇÃO MELHORADA**

Os campos da Bacia de Campos estão sob o regime de concessão, instituído com a lei 9.478 de 06 de agosto de 1997. Nesta lei foi atribuída à ANP estimular a pesquisa e adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento (Art. 8º, inciso X).

Por conta disso a agência incluiu em todas as rodadas de concessões uma cláusula de investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D). Esta cláusula estabelece a obrigação de realizar despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento de no mínimo 1% da receita bruta da produção do campo, para os casos em que a Participação Especial seja devida, ou seja, aplica-se aos campos com maior produtividade. A ANP é responsável pela análise e fiscalização da aplicação dos recursos referentes à cláusula de P&D (ANP, 2016f).

O valor investido em P&D em petróleo e gás natural no Brasil tem crescido nos últimos anos, acompanhando o crescimento da produção em campos com alta produtividade. A Figura 85 apresenta a evolução desse valor desde 1998. Como pode ser observado, a Petrobras se destaca com aproximadamente 96% do valor total investido no período. No entanto, o valor referente às demais empresas tem crescido nos últimos anos, sendo que em 2014 foi de 161 milhões de reais, equivalente a 11% do total.



**Figura 85 – Obrigação de investimento em P&D gerada por ano.**

Fonte: Baseado em ANP, 2016g.

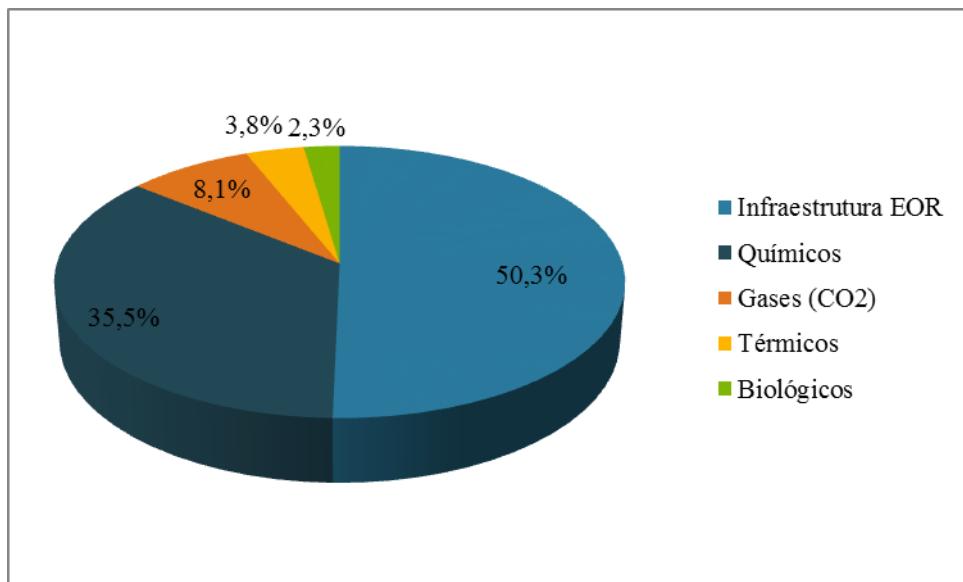
Esses recursos são investidos em diversas áreas, desde E&P até biocombustíveis e formação em recursos humanos. Na Tabela 34 são mostrados os valores investidos pelas empresas petrolíferas. Como pode ser visto, apesar do investimento em projetos na área de E&P ser significativo, o valor investido em projetos de EOR ainda é muito baixo, cerca de 1% do valor total.

**Tabela 34 - Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (milhões de reais) - Projetos Autorizados entre Jan/2006 e Mar/2015.**

Empresa	Total	E&P	EOR
Petrobras	4135,5	943,7	23,5
BG	196,4	65,0	29,8
Statoil	36,9	11,0	2,8
Shell	23,5	1,1	0,1
Petrogal	12,7	3,7	0,3
Sinochem	11,4	11,1	0,5
Repsol	10,4	8,1	-
Chevron	6,4	3,8	-
Frade Japão	3,2	3,2	-
BP	2,3	-	-
Queiroz Galvão	1,2	1,2	-
PGN	0,3	0,3	-
ONGC	0,3	-	-
Brasoil	0,2	-	-
Rio das Contas	0,1	0,1	-
Total	0,1	0,1	-

Fonte: Baseado em ANP, 2016g.

Cerca de 50% do valor total investido em recuperação melhorada refere-se a um projeto, da BG, que se destina ao desenvolvimento de infraestrutura para P&D em EOR de maneira geral. Para o restante dos recursos, a maioria foi investida em projetos envolvendo métodos químicos, seguido pela injeção de gases (todos envolvendo o CO<sub>2</sub>), métodos térmicos e biológicos (Figura 86).



**Figura 86 – Investimento por tipo de recuperação melhorada - projetos autorizados entre Jan/2006 e Mar/2015.**

Fonte: Baseado em ANP, 2016h.

A regulamentação sobre os recursos investidos em P&D foi atualizada recentemente, com a publicação da Resolução da ANP 50/2015, em novembro de 2015. Nela é instituído um Comitê Técnico-Científico – COMTEC, com representantes da ANP, do segmento produtivo e do setor de ensino, ciência e pesquisa, com atribuições específicas de estabelecer diretrizes para aplicação dos recursos, podendo fixar percentual mínimo para determinadas áreas, temas, programas ou projetos que definirem como prioritários.

A resolução estabelece que o COMTEC deve atuar em “consonância com as Políticas Industrial e de Desenvolvimento Tecnológico para o setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, formuladas no âmbito dos órgãos competentes da administração pública federal” (Art. 5º). Também é determinada a construção de “Câmaras Técnicas de assessoramento congregando especialistas de Empresas Petrolíferas, Empresas Brasileiras, Instituições Credenciadas e outras entidades atuantes no setor”.

Outra possível fonte de recursos para o desenvolvimento de tecnologias associadas à recuperação melhorada é o Fundo Setorial de Petróleo e Gás Natural – CT-Petro. Esse fundo tem o objetivo de estimular a inovação na cadeia produtiva da indústria petrolífera, buscando o aumento da produção e da produtividade e a redução os custos (MCT, 2016). Os recursos se originam de 25% da parcela da União do valor dos royalties que exceder a 5% da produção de petróleo e gás natural, o que correspondeu a 142,6 milhões de reais em 2014. Os responsáveis pela execução do fundo são a FINEP e o CNPq, que projetos em parceria entre empresas, Instituições de Ensino Superior ou Centros de Pesquisa do país.

Em todo caso, a questão específica da recuperação melhorada ou avançada não é tratada diretamente pela resolução ANP 50/2015 nem pelas diretrizes do CT-Petro. A primeira resolução onde aparecem os termos “Recuperação Avançada” e “Recuperação Melhorada” é a ANP 47/2012, que estabelece o Regulamento Técnico para o Credenciamento das Instituições de Pesquisa e Desenvolvimento (ANP, 2012). No anexo A desse regulamento são apresentadas as áreas, temas e subtemas considerados para solicitação de credenciamento de Unidades de Pesquisa junto à ANP. A “Recuperação Avançada de Petróleo” é o terceiro tema da “Área I – EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL - ONSHORE E OFFSHORE”, com os seguintes subtemas:

- Recuperação Melhorada de Petróleo;
- Caracterização e Engenharia de Reservatórios;
- Injeção e Gerenciamento de Águas.

A partir dessa definição depreende-se que para a ANP o termo “recuperação avançada” é o equivalente à expressão “IOR – *Improved Oil Recovery*”, e a “recuperação melhorada” é o equivalente ao “EOR – *Enhanced Oil Recovery*”.

Por fim, os termos “Recuperação Avançada” e “Recuperação Melhorada” aparecem também na Resolução ANP 17/2015 (ANP, 2015d), que foi publicada em março de 2015 e regulamenta os planos de desenvolvimento dos campos de produção. É feita uma diferenciação significativa entre os campos com grande produção e os campos com pequena produção. Para esses últimos são exigidos menos requisitos e, em relação à recuperação avançada, apenas é solicitado que seja reportado caso haja previsão de uso.

Em relação aos campos com grande produção, o primeiro parágrafo das disposições gerais estabelece:

“O Plano de Desenvolvimento deverá conter um cronograma de estudos de recuperação melhorada ao longo da Fase de Produção, com vistas ao aumento da recuperação dos Reservatórios de Petróleo e Gás Natural.” (ANP, 2015d)

Além disso, na seção referente à Engenharia de Reservatórios, é solicitado que sejam explicitados os mecanismos primários de produção e a utilização de processos de manutenção de pressão ou de recuperação melhorada, com a apresentação de estudos de reservatórios realizados.

## 6.2 RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES

Uma questão que vem sendo debatida recentemente é a renovação das concessões para exploração e produção dos blocos de petróleo e gás natural referentes à Rodada Zero, cujos contratos expiram em 2025 (NOGUEIRA, 2015; PAMPLONA, 2015). Conforme as notas divulgadas na imprensa, a Petrobras solicitou à ANP uma antecipação nas renovações dos contratos de cerca de 260 blocos. A agência criou um grupo de trabalho para estudar a questão, e definiu três campos para servirem como paradigmas para a renovação:

- Marlim (Bacia de Campos) – águas profundas;
- Ubarana (Bacia do Potiguar) – águas rasas;
- Araçais (Bacia do Recôncavo) – terrestre.

Essa discussão já está sendo debatida no momento atual porque muitas vezes os investimentos necessários para maximizar a produção dos campos petrolíferos precisam de muitos anos para serem recuperados, principalmente no caso de campos em águas profundas. No campo Marlim, por exemplo, é prevista a instalação de uma nova plataforma em 2019 (PETROBRAS, 2015).

O sistema de concessão é utilizado em diversos países, porém há diferenças entre as regras jurídicas adotadas em cada um, como as relativas à duração e renovação dos contratos. Nos EUA não existe um prazo pré-estipulado para a fase de produção, e enquanto for economicamente viável, o consórcio tem o direito de continuar

a produção de petróleo em seu bloco (LUCCHESI, 2011). No Canadá, a licença de produção tem um prazo de 25 anos, mas ele é estendido automaticamente enquanto houver uma produção comercial de petróleo (MINISTER OF JUSTICE, 2016). Na Noruega as licenças de produção têm duração de até 10 anos, e caso tenha sido cumprido o plano de trabalho estabelecido, as concessionárias podem solicitar uma extensão do prazo ao NPD – *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD, 2015).

A garantia dos direitos de propriedade sobre os campos enquanto houver produção comercial, como ocorre nos EUA e no Canadá, pode representar uma maior segurança para as empresas operadoras e garantir mais investimentos em campos maduros, inclusive os relacionados aos métodos de recuperação melhorada.

Entretanto, é importante destacar que as perspectivas das operadoras e do Estado são um pouco diferentes, já que as primeiras tendem a ter uma preocupação maior com a obtenção de lucros em curto prazo para garantir a remuneração dos seus acionistas, enquanto o Estado deve garantir a maximização da recuperação final dos recursos *in situ*. Nesse sentido, o condicionamento da extensão do prazo das concessões a uma avaliação por órgãos governamentais – como a ANP no caso do Brasil e o NPD no caso da Noruega – possibilita um maior controle do Estado sobre a produção dos recursos, com a exigência ou incentivos para a adoção das melhores práticas da indústria e o desenvolvimento de novas tecnologias.

Ainda assim, em nenhum dos dois casos há uma garantia da que utilização de tecnologias mais avançadas, como os métodos de recuperação melhorada. Nos países onde ocorreram as principais aplicações em escala comercial, existiram algumas políticas associadas ao EOR, que serão discutidas a seguir.

## 6.3 POLÍTICAS ASSOCIADAS AO EOR EM OUTROS PAÍSES

### 6.3.1 Estados Unidos

Segundo relatório do IEA GHG (2009), os incentivos financeiros governamentais foram fundamentais para a construção da infraestrutura e promover o

desenvolvimento de projetos em escala comercial da injeção de CO<sub>2</sub> para a recuperação melhorada nos EUA.

O primeiro incentivo significativo para a utilização do EOR foi oferecido no início dos anos 70, pelo órgão regulador das atividades de petróleo e gás no Texas, o *Texas Railroad Commission*. Nessa época a produção nos Estados Unidos era racionalizada, e os poços não podiam produzir durante todos os dias. Como forma de incentivo, o óleo produzido através de métodos de EOR não seria submetido ao racionamento. Esse incentivo foi suficiente para os operadores na unidade de SACROC (*Scurry Area Canyon Reef Operators Committee*) decidirem implantar um grande projeto de injeção de CO<sub>2</sub> para recuperação terciária (IEA GHG, 2009).

O segundo grande incentivo ocorreu no final da década de 70, durante o período em que o preço do óleo nos EUA era controlado. Nesse período, o governo limitava o preço do “óleo velho”, enquanto permitia que o “óleo novo” fosse vendido a preços maiores. Os projetos com “óleo velho” poderiam requalificar sua produção e comercializá-la a preço de “óleo novo” se fossem iniciados projetos de EOR (IEA GHG, 2009).

Em 1980 foi implantado o *Tertiary Incentive Crude Oil Program*, que permitia a venda de óleo cru a preços de mercado caso os produtores implantassem projetos de EOR (USGS, 1981).

Em 1990 foi promulgado o *US Federal EOR Tax Incentive*, que destinava um crédito de 15% dos impostos devidos para cobrir custos associados ao projeto (HUSTAD e AUSTELL, 2004; IEA GHG, 2009). O incentivo é cancelado caso o preço do óleo ultrapasse US\$28/bbl, ajustado pela inflação desde 1991. Ainda há diversos estados, como Arkansas, Mississipi e Texas, que oferecem uma redução em royalties e outros incentivos para projetos de EOR (DIX, 2009).

Em 2005 foi promulgado o *Energy Policy Act*, que tratou de temas diversos relacionados à política energética norte-americana (USC, 2005). Em relação à recuperação melhorada, ela tratou apenas dos projetos de injeção de CO<sub>2</sub>, na seção 354. Além do aumento na produção de óleo e gás, a medida tem o objetivo de promover a captura, transporte e injeção do CO<sub>2</sub> produzido nos campos de petróleo e gás natural. Além da redução de royalties, a medida estabeleceu um programa de demonstração com

diversos critérios de seleção e obrigatoriedade de transferência de informação e conhecimentos obtidos.

Outra medida do *Energy Policy Act* foi designar o *National Energy Technology Laboratory* (NETL) como revisor e supervisor do programa de pesquisa, desenvolvimento, demonstração e aplicação comercial de tecnologias para águas ultraprofundas, gás natural não convencional e outros recursos petrolíferos.

Em 2011 o *Center for Climate and Energy Solutions* (C2ES) e o *Great Plains Institute* (GPI) formaram juntos o *National Enhanced Oil Recovery Initiative* (NEORI). O NEORI tem trabalhado para aumentar o uso do CO<sub>2</sub> para a recuperação melhorada, considerando um elemento chave para a segurança energética, econômica e ambiental dos EUA. Dessa forma, a organização tem elaborado propostas de políticas públicas federais e estaduais para reduzir o preço do CO<sub>2</sub> produzido por fontes antropogênicas, através de incentivos fiscais maiores. De acordo com as últimas análises feitas pelo NEORI, os incentivos propostos poderiam resultar na produção de mais de 8 bilhões de barris de óleo e no armazenamento geológico de mais de 4 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub> ao longo de 40 anos, além de gerar receitas governamentais maiores que os incentivos fiscais em um período de 10 anos (FALWELL e CRABTREE, 2014).

### **6.3.2 China**

Existem programas governamentais de redução de taxas de 40% para a produção de óleos pesados, 30% para operações com EOR, 20% para campos de gás com pouco óleo e 30% para operações de óleo e gás em águas profundas (CNPC, 2014). O maior projeto de EOR químico foi implantado na Daqing, na China, mesmo em períodos com baixos preços do petróleo, por conta de definições de Estado em um cenário de grande importação de petróleo (RASSENFOSS, 2014). Na segunda rodada de licitações foram ofertados alguns campos para a realização de projetos de EOR (ANDREWS-SPEED, 2004). Os contratos tinham duração de 15 anos, sendo 2 anos em fase de testes piloto, 3 anos em fase de desenvolvimento e 10 anos em fase de produção, e os termos de partilha das receitas eram aplicados apenas à produção incremental associada às técnicas de EOR (FRIEDRICH, 1994 apud ANDREWS-SPEED, 2004).

As companhias nacionais petrolíferas da China têm investido bastante em tecnologias de EOR. Segundo a CNPC (2014), a injeção de Álcalis, Surfactantes e Polímeros (ASP) é uma das principais tecnologias em Daqing; foi responsável pela produção de mais de 2 milhões de toneladas de óleo em 2014, e deve aumentar a produção do campo em 25 milhões de toneladas entre 2016 e 2020. A CNOOC opera a maior parte dos campos marítimos e tem aplicado métodos de EOR em seus campos mais maduros em Bohai Bay (EIA, 2015).

### **6.3.3 Canadá**

Existem incentivos para projetos de EOR no Canadá, que variam de acordo com o Estado (BROWNSORT, 2015). O Estado de Saskatchewan oferece redução de royalties e taxas sobre produção (MINISTRY OF THE ECONOMY, 2013), além de destinar créditos de royalties referentes a 30% das despesas com pesquisa para projetos de injeção de CO<sub>2</sub> (CCS101, 2013). O Estado de Alberta tem um programa de EOR que reduz os royalties para projetos selecionados (ALBERTA ENERGY, 2014).

### **6.3.4 Noruega e Reino Unido**

Não foram encontradas informações sobre incentivos fiscais diretos para o EOR na Noruega ou no Reino Unido, mas nesses países existem incentivos fiscais para investimentos em campos maduros, e é possível que os custos sejam deduzidos antes das taxas sobre as receitas (BROWNSORT, 2015). Além disso, desde dezembro de 2013 a Noruega conta com o National IOR Center, liderado pela Universidade de Stavanger. O objetivo do centro é desenvolver novos conhecimentos e tecnologias para aumentar a recuperação de petróleo em relação aos planos atuais dos campos em operação. O centro conta com a colaboração de diversos grupos de pesquisa nacionais e internacionais, além de 12 companhias petrolíferas e prestadoras de serviço (UNIVERSITY OF STAVANGER, 2015).

## 6.4 DISCUSSÃO E PROPOSTAS PARA PROMOVER A RECUPERAÇÃO MELHORADA NO BRASIL

Os projetos de EOR demandam altos investimentos em pesquisa e desenvolvimento. Em geral são necessários anos entre os primeiros testes de laboratório e a implantação em escala de campo. Além disso, mesmo após a implantação ainda pode levar mais alguns anos até que sejam obtidos aumentos significativos na produção de óleo. Todos esses aspectos podem tornar a recuperação melhorada pouco atrativa do ponto de vista comercial para as empresas operadoras, em especial de curto prazo (IEA, 2008).

Portanto, programas e incentivos do Estado que incentivem a recuperação melhorada são importantes para viabilizar a realização desses projetos. A cláusula de investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) é um instrumento importante, mas a parcela que atualmente é investida em EOR ainda é muito pequena. Para impulsionar essas atividades, seria importante que o COMTEC, criado pela resolução ANP 50/2015, estabelecesse diretrizes e percentuais mínimos para aplicação dos recursos em P&D em tecnologias de EOR.

Além disso, seria importante a criação de uma Câmara Técnica referente à recuperação melhorada, considerando o estágio inicial de aplicação dessas tecnologias no Brasil e a especificidade de possuir a maior parte de sua produção em campos com águas profundas ou ultraprofundas. Essa Câmara Técnica poderia acompanhar estudos realizados pelas operadoras para estimar o potencial dos métodos de recuperação melhorada e identificar aspectos críticos relacionados à sua aplicação, que podem não estar relacionados às questões de reservatórios, mas envolver a operação, logística, descarte e regulamentação.

Uma prática comum para testar uma nova tecnologia é a implantação de projetos pilotos, que visam avaliar tanto a eficácia da tecnologia quanto o conjunto de questões operacionais. Com isso, é possível reduzir os riscos e incertezas associados à tecnologia, antes de sua aplicação em larga escala. Portanto, seria recomendável que entre as diretrizes para o desenvolvimento das tecnologias de recuperação melhorada estivessem previstos recursos e outros incentivos específicos para a realização de projetos piloto.

Além da questão do P&D, existe uma questão importante referente ao período necessário para o retorno dos investimentos em EOR e os prazos das concessões dos campos. Conforme apresentado no capítulo 2, a maior parte dos campos da BC possuem contratos com vencimento em 2025, ou seja, em menos de 10 anos, que é um tempo muito curto se levarmos em conta todas as etapas necessárias a um projeto de EOR, como testes de laboratório, testes de campo e implantação de projetos pilotos. Portanto, é necessário que exista uma garantia do direito de propriedade sobre as concessões durante um prazo maior, e as renovações das concessões poderão ser importantes nesse sentido. Não há uma regulamentação ou mesmo parâmetros definidos previamente sobre essas renovações. Conforme as notas divulgadas na imprensa, a ANP tem trabalhado nos últimos meses na definição desses parâmetros para a renovação dos primeiros campos (NOGUEIRA, 2015).

Uma forma de incentivar o desenvolvimento dos métodos de EOR seria a existência de condições especiais para a renovação, como a garantia de extensão do prazo do contrato caso a operadora se comprometa em realizar uma aplicação no campo. Além disso, o período de vida útil das plataformas frequentemente é menor do que o tempo de produção dos campos, e essa extensão do prazo em poderá contemplar o período de substituição das plataformas. Devido às limitações de espaço e dificuldades logísticas, a instalação de novas unidades de processo associadas a atividades de EOR em plataformas que já estão em operação pode ser inviável por questões logísticas e operacionais. No entanto, no momento da substituição seria possível conceber novas unidades que já considerem a aplicação da recuperação melhorada desde o início de seu projeto. Além dos equipamentos associados ao sistema de injeção, seria importante já prever unidades para o tratamento e reinjeção da água produzida. Mesmo que não sejam adicionados produtos químicos à água injetada, o volume de água produzida tende a crescer muito, e é possível que aumentem as restrições em relação ao descarte para o ambiente marinho.

As medidas relacionadas à pesquisa e desenvolvimento, à realização de projetos piloto e à renovação das concessões poderiam ser reunidas em um programa institucional único, voltado para promover o aumento da recuperação dos campos marítimos. No entanto, ainda seriam necessários estudos que comprovem o potencial técnico e econômico das tecnologias de EOR para justificar essas medidas, e definir quais tecnologias poderiam ser priorizadas.

## **7 CONCLUSÕES, LIMITAÇÕES E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS**

O objetivo principal desta dissertação foi avaliar a aplicação de tecnologias de recuperação melhorada (EOR) para a Bacia de Campos, abordando aspectos técnicos e regulatórios.

Para tal, inicialmente foi realizado um levantamento das características dos reservatórios da Bacia de Campos, abordando aspectos geológicos dos reservatórios, características dos fluidos, histórico e situação atual da produção. Verificou-se que os principais reservatórios, tanto em termos de VOOIP quanto reservas, são turbiditos siliciclásticos, com excelentes condições permoporosas. Foram calculados valores médios de algumas características dos 51 campos produtores, ponderados pela produção de óleo em 2015. Para a lâmina d'água, o valor médio foi de 1155 metros, indicando a predominância de campos localizados em águas ultraprofundas. A densidade de óleo média foi de 21,8 °API, sendo a maior parte entre 18 e 24 °API, indicando óleos entre pesados e médios. Por fim, a RAO média superior a um (igual a 1,12) indica que a vazão de água produzida já é maior do que a vazão total de óleo. Como a injeção de água do mar é o principal método de recuperação secundária, esse dado indica a existência de muitos campos maduros, com tendência de aumento na produção de água e declínio na produção de óleo.

Também foi realizado um levantamento de VOOIP, lâmina d'água e curvas de produção dos 20 campos com maior produção em 2015. Verificou-se que apenas dois desses campos estão em águas rasas, e a maior parte possui um VOOIP superior a 500 MM boe, podendo ser considerados campos gigantes segundo os critérios de Sällh *et al.* (2015). Foram calculadas taxas de declínio para 15 desses campos<sup>29</sup>, que apresentaram taxas anuais entre 4,6% e 29,9%, com uma média ponderada pela produção de 12,6% ao ano. Esse valor médio é muito próximo ao obtido por Sällh *et al* (2015), que encontrou uma taxa média de 13% ao ano, considerando dados referentes a 510 campos marítimos de todos os tamanhos. Outro estudo, realizado pela IEA (2008), apontou uma taxa de declínio média para os campos marítimos em águas profundas de 13,3%. Portanto,

---

<sup>29</sup> Conforme explicado no capítulo 2, não foi possível calcular taxas de declínio anuais para 5 dos 20 maiores campos produtores de 2015.

podemos afirmar que o declínio médio dos campos da BC está próximo à média mundial para campos em condições semelhantes.

De qualquer forma, as taxas de declínio para muitos campos são elevadas, e na maior parte dos casos o declínio da produção de óleo está associado ao aumento da produção de água. Portanto, a tendência para os campos da BC é aumentar a RAO, operando cada vez mais em condições de campos maduros. Esses fatores, além da existência de muitos campos com elevados valores de VOOIP, justificam a busca por técnicas que contribuam para reduzir o declínio e aumentar o fator de recuperação, sendo que uma das possibilidades é a utilização de métodos de recuperação melhorada.

A partir dessa perspectiva, no capítulo 3 foi realizada uma revisão sobre os principais métodos de EOR, situando cada um em termos de aplicações e maturidade das tecnologias, com o objetivo de selecionar tecnologias mais promissoras para a Bacia de Campos como um todo. Apesar dos principais métodos já serem conhecidos há décadas, os projetos de recuperação melhorada ainda representam uma parcela pequena da produção mundial. Como foi mostrado no capítulo, ainda há poucas regiões no mundo onde eles foram implantados em escala comercial, mesmo em campos terrestres. Nesse capítulo ainda foram discutidas restrições e dificuldades adicionais relacionadas à aplicação em campos marítimos, sendo que nesses casos o número de projetos realizados é ainda menor. Foi realizado um levantamento incluindo tanto projetos piloto como em escala de campo, e foram encontrados 33 casos, incluindo três projetos cujos resultados foram considerados negativos. Se forem considerados apenas os campos em águas profundas, foram encontrados apenas dois casos relatados, a injeção de polímeros em Dália, Angola, e a injeção de CO<sub>2</sub> em Lula, reservatório do pré-sal da Bacia de Santos. Portanto, a aplicação de métodos de recuperação melhorada para campos marítimos, em especial os localizados em águas profundas, ainda é bem incipiente.

Na última seção do capítulo 3 foi realizada uma seleção de tecnologias de EOR para a Bacia de Campos, utilizando como principal referência os critérios de seleção específicos para campos marítimos propostos por Kang *et al.* (2014). Levando em consideração as características dos principais campos da bacia em relação aos critérios propostos por esses autores, além dos grandes volumes injetados e produzidos de água, o método selecionado foi a injeção de polímeros. É importante ressaltar que não foi realizado um processo de seleção detalhado, que necessitaria do levantamento de informações de cada reservatório presente em todos os campos. Ou seja, a injeção de

polímeros foi considerada mais promissora para os campos da BC como um todo, mas pode haver casos particulares em que outras tecnologias sejam mais adequadas. É importante ressaltar que apesar de já ser considerada uma tecnologia madura, ainda existem poucos casos de aplicação em campos marítimos, e ainda existem muitas incertezas e desafios tecnológicos a serem superados. Entretanto, as aplicações recentes em grande escala devem contribuir para o aperfeiçoamento da tecnologia, como os projetos realizados Bohai Bay (China) e em Dália (Angola), além de outros projetos pilotos realizados ou planejados para um futuro próximo.

A injeção de água com baixa salinidade é uma tecnologia mais recente, e ainda existem poucos projetos realizados tanto em campos marítimos quanto terrestres. Por conta disso, ela sequer foi considerada no estudo apresentado por Kang *et al.* (2014). Entretanto, muitas análises de laboratório, testes do tipo *Log-Inject-Log* e de injeção de traçadores químicos, e mesmo um projeto piloto realizado entre um injetor e dois produtores indicaram bons resultados. Além disso, essa tecnologia apresenta uma característica muito interessante para aplicações em campos marítimos: não necessita da adição de produtos químicos na água injetada nem na produzida. Por isso ela tem despertado bastante interesse nos últimos anos, e há um projeto de grande escala previsto para iniciar a injeção com baixa salinidade no campo Clair Ridge (Mar do Norte) desde o início da operação de uma nova plataforma, em 2017. Portanto, apesar de ainda existirem incertezas em relação aos mecanismos físico-químicos responsáveis pelo aumento na recuperação de óleo e de ainda não existirem aplicações em escala comercial, essa tecnologia foi selecionada para o estudo de caso da BC. Como não há dados experimentais publicados referentes às rochas e fluidos da BC, os resultados obtidos devem ser considerados como preliminares, pois utilizaram algumas propriedades referentes a outros campos.

No capítulo 4 foram descritos os principais mecanismos e fenômenos físicos associados à injeção de polímeros e à injeção de água com baixa salinidade, enquanto o capítulo 5 tratou do estudo de caso de aplicações dessas duas tecnologias de EOR em modelos representativos da BC. Para o estudo de caso, foram utilizados dois modelos, um denominado “Modelo Sintético”, com geometria de um paralelepípedo reto, e o segundo denominado “Modelo BC”, com geometria e propriedades representativas de um reservatório real da Bacia de Campos.

Para a injeção com baixa salinidade, as reações físico-químicas que ocorrem em escala microscópica como as trocas iônicas, a alteração no pH ou a migração de finos não foram modeladas diretamente. Existem simuladores em que é possível modelar essas reações, como o GEM (CMG, 2016) e o UTCHEM (CPGE, 2016), mas a simulação com o ECLIPSE 100 considera que esses fenômenos provocam uma alteração na molhabilidade da rocha, representada através de uma mudança nas curvas de permeabilidade relativa. Os valores de aumento de FR obtidos nas simulações estão diretamente relacionados ao obtidos com as curvas de permeabilidade relativa adotadas para salinidades altas e baixas. Como não foram encontrados estudos publicados com os efeitos da salinidade sobre permeabilidade relativa em rochas da Bacia de Campos, foram utilizadas curvas encontradas em um estudo referente à modelagem dos efeitos da baixa salinidade para arenitos em geral. Para uma avaliação precisa do potencial da tecnologia seriam necessários realizar testes em laboratório e em campo para obter as curvas de permeabilidade relativa para salinidades altas e baixas.

Apesar das limitações, as simulações realizadas forneceram alguns indicativos importantes. O primeiro refere-se ao longo tempo de resposta do EOR. No caso dessa tecnologia, esse tempo está relacionado com a dinâmica de diluição da água presente no reservatório. Portanto, quanto maior o volume de água com alta salinidade presente antes do início do EOR, maior o tempo de resposta. No Modelo BC, para os casos com injeção contínua, o tempo entre o início da injeção com baixa salinidade e o pico na curva de vazão adicional de óleo variou de 21 a 28 anos (Figura 65). Essa figura mostra que o atraso na injeção com baixa salinidade provoca um aumento no tempo de resposta, além de uma redução na vazão adicional. O outro indicativo importante é necessário injetar bancos com grandes volumes para obter aumentos significativos no FR. Considerando o início da injeção com baixa salinidade após 10 anos de produção no Modelo BC ( $WCT_i = 66\%$ ), são necessários bancos maiores de 0,6 VP para se obter aumentos de 4% no FR em um período de 40 anos.

No caso da injeção de polímeros, os principais mecanismos responsáveis pelo aumento do FR são o aumento da viscosidade do fluido injetado e a redução na permeabilidade residual, provocada pelas moléculas que permanecem adsorvidas à rocha do reservatório. Na modelagem utilizada foram representadas as variações da viscosidade com a concentração e com a salinidade da água, bem como a redução na permeabilidade residual provocada pela adsorção.

Os efeitos da taxa de cisalhamento sobre a viscosidade (*shear thinning*) foram representados apenas no Modelo Sintético. No modelo BC foram utilizados multiplicadores do índice de injetividade para representar esse efeito de forma indireta. Em nenhum dos modelos foi considerada a ocorrência e propagação de fraturas durante a injeção com polímeros, que, conforme discutido da seção 5.8.2, é algo esperado para a maioria dos projetos com injeção de polímeros. As fraturas aumentam a injetividade dos poços e podem alterar a eficiência de varrido, mas em casos mais severos pode provocar a reativação de falha e até exsudações para a superfície. Outra limitação das simulações é que não foram representados os efeitos da temperatura sobre a viscosidade. As curvas de viscosidade adotadas consideraram a mesma temperatura de referência das propriedades de fluidos do reservatório, portanto representam uma temperatura média do reservatório. No caso da injeção de polímeros a maior variação de temperatura deve ocorrer nas proximidades do poço injetor, já que o fluido injetado possui temperatura muito menor que os fluidos presentes no reservatório. Portanto, as maiores limitações das simulações referem-se aos fenômenos que ocorrem nas proximidades do poço injetor, e têm relação direta com sua injetividade. A injetividade durante a injeção com polímeros é um aspecto crítico, e por conta de todas as limitações existentes para prever seu comportamento com simulações, é importante que sejam realizados testes piloto em campo.

A definição da concentração a ser utilizada está diretamente relacionada com a injetividade dos poços. Em geral, deve-se buscar concentrações que aumentem a viscosidade do fluido injetado, para reduzir sua mobilidade, mas que mantenha a vazão de injeção em níveis adequados à produção do campo. Nesse sentido, para o Modelo BC, a concentração que apresentou melhores resultados foi a de  $1,0 \text{ kg/m}^3$ , que corresponde a uma viscosidade de 5,1 cP. Como foram definidos limites para a vazão de fundo, concentrações mais elevadas provocaram uma redução grande na vazão total injetada e, consequentemente, uma redução na vazão de líquido (óleo e água) dos produtores.

Também foram testados diferentes volumes do banco injetado com polímeros, com início após 10 anos e concentração mantida em  $1,0 \text{ kg/m}^3$ . Como esperado, quanto maior a quantidade de polímero injetada, maior o fator de recuperação. No entanto, existe uma tendência de redução do ganho de óleo por polímero injetado, além de aumentar bastante a quantidade de polímero produzido. A definição dos valores

ótimos dependeria de parâmetros econômicos e dos objetivos definidos pela empresa operadora. Para o Modelo BC, a injeção de um banco com 0,3 VP proporciona um aumento no FR maior que 5% após 25 anos do início do EOR.

Outro parâmetro investigado foi o momento do início do EOR. No Modelo BC, o atraso da injeção com polímeros reduz o valor de pico das curvas de óleo adicional, porém o tempo até a ocorrência do pico não se altera muito, permanecendo entre 15 e 17 anos. Mesmo sendo um pouco menor que o tempo de resposta da injeção com baixa salinidade, ainda é um período muito longo. Se forem considerados os estágios anteriores necessários à implantação em escala comercial, como testes de laboratório e projetos pilotos, o tempo de resposta do projeto é ainda maior. Nesse estudo não foram realizadas análises econômicas, mas seguramente um tempo de resposta dessa magnitude implica em dificuldades para a viabilidade econômica de um projeto dessa tecnologia.

No estudo de caso não foi considerada a ocorrência de degradação mecânica, química ou biológica. Em casos em que tais fenômenos sejam relevantes, pode ser necessário utilizar concentrações maiores do polímero para observar os mesmos efeitos de viscosificação. Outra dificuldade associada aos projetos de injeção de polímeros, em especial em campos marítimos, refere-se ao tratamento e descarte do polímero que está presente na água produzida. Em relação ao tratamento, deve ser avaliada a compatibilidade química do polímero com outras substâncias que são adicionadas às correntes de fluido produzido.

No capítulo 6 foram abordadas questões referentes ao atual arcabouço institucional brasileiro que estão relacionadas às atividades de recuperação melhorada. Nesse sentido, um dos aspectos identificados foi a cláusula de investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D), que estabelece a obrigação de realizar despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento de no mínimo 1% da receita bruta da produção do campo, para os casos em que a Participação Especial seja devida. No entanto, o valor investido em projetos de EOR nos últimos 10 anos foi apenas cerca de 1% do total de despesas com P&D, ou seja, 0,01% da receita bruta dos campos com participação especial. Outro aspecto importante para viabilizar o investimento em projetos de EOR é a garantia de propriedade sobre os recursos petrolíferos por um longo período, já que esses projetos apresentam elevado tempo de retorno. No caso dos campos da BC, que estão sob o regime de concessões, os contratos possuem um prazo

de vencimento de 27 anos, e a renovação dos contratos com extensão dos prazos das concessões vem sendo estudada pela ANP recentemente.

Na seção 6.4 foram propostas algumas linhas gerais para promover as atividades de EOR em campos marítimos, que poderiam ser reunidas em um programa institucional voltado para promover o aumento da recuperação dos campos marítimos, envolvendo medidas relacionadas à pesquisa e desenvolvimento, à realização de projetos piloto e à renovação das concessões. Conforme mencionado anteriormente, seriam necessários estudos que comprovem o potencial técnico e econômico das tecnologias de EOR para justificar essas medidas, e definir quais tecnologias poderiam ser priorizadas. A análise econômica dos projetos de EOR, envolvendo tanto as perspectivas de desenvolvimento tecnológico quanto os diferentes cenários futuros de preço do petróleo, é uma questão complexa, que deve ser estudada de forma cuidadosa. A partir desses estudos poderiam ser analisadas formas de incentivo econômico por parte do Estado para acelerar o desenvolvimento das tecnologias mais promissoras.

Além das análises econômicas referentes às tecnologias de EOR, seria importante, em trabalhos futuros, analisar outras atividades voltadas para o aumento do fator de recuperação além das tecnologias de recuperação melhorada, ou seja, outras atividades de IOR como tratamentos de *conformance*, tecnologias especiais de poço e até mesmo a perfuração de poços convencionais de adensamento de malha. A realização dessas atividades não impede a utilização de tecnologia de EOR, pois são atividades complementares, e em alguns casos a aplicação combinada pode ser vantajosa.

Também poderia ser investigada, em estudos futuros, a aplicação combinada da injeção de água com baixa salinidade e polímeros para a BC. A utilização de água com baixa salinidade potencializa a injeção de polímeros, pois reduz significativamente a quantidade de polímero necessário para aumentar a viscosidade da água, e ainda aumenta o efeito viscoelástico, que pode reduzir a saturação de óleo residual. Seria importante realizar estudos de laboratório com amostras de rochas dos campos da BC.

Por fim, sugere-se que os estudos futuros de análise técnica e econômica das tecnologias de EOR/IOR sejam realizados em contextos de projetos de revitalização de campos maduros, podendo envolver a substituição de plataformas e a perfuração de poços novos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AADLAND, A., DYRNES, O., OLSEN, S.R., DRØNNEN, O.M. “Statfjord Field: Field and Reservoir Management Perspectives”, **SPE Reservoir Engineering**, SPE-25027-PA, v. 9, n. 3, pp. 157-161, Ago. 1994.

AGUILERA, R.F. “Production costs of global conventional and unconventional petroleum”, **Energy Policy**, v. 64, pp. 134-140, Jan. 2014.

ALBERTA ENERGY. “Enhanced oil recovery program (EORP) guidelines”. Resource, Revenue and Operations”, **Alberta Energy**, Edmonton, Canadá, Ago. 2014. Disponível em: <[http://www.energy.alberta.ca/Oil/docs/EORP\\_Guidelines\\_2014.pdf](http://www.energy.alberta.ca/Oil/docs/EORP_Guidelines_2014.pdf)>. Acesso em: 15 fev. 2016.

ALVARADO, V., MANRIQUE, E. “Enhanced Oil Recovery: An Update Review”, **Energies**, v. 3, pp. 1529-1575, 2010.

ALVARADO, V., MANRIQUE, E. “Engineering Design Challenges and Opportunities beyond Waterflooding in Offshore Reservoirs”. **Offshore Technology Conference**, OTC-24105-MS, Houston, Texas, USA, 6-9 mai. 2013.

ALVES, M.A.R. “Nona Rodada de Licitações Bacia de Campos”, **Superintendência de Definição de Blocos, ANP**, 2007. Disponível em: <[http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Seminario\\_Tecnico\\_R9/Campos%28portugues%29.pdf](http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Seminario_Tecnico_R9/Campos%28portugues%29.pdf)>. Acesso em: 13 fev. 16.

ANDREWS-SPEED, P. **Energy Policy and Regulation in the People's Republic of China**, International Energy and Resources Law & Policy Series. 1 ed. The Hague-London-New York, Kluwer Law International, 2004.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. “Regulamento Técnico ANP nº 47/2012 - Regulamento Técnico para o Credenciamento das Instituições de Pesquisa e Desenvolvimento”, **ANP**, 21 dez. 2012. Disponível em: <[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes\\_anp/2012/dezembro/ramp%2047%20-%20202012.xml?fn=doc&ument-frameset.htm\\$f=templates\\$3.0](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2012/dezembro/ramp%2047%20-%20202012.xml?fn=doc&ument-frameset.htm$f=templates$3.0)>. Acesso em: 13 fev. 16.

\_\_\_\_\_. “Plano de Desenvolvimento – Jubarte”, 2014. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?dw==61182](http://www.anp.gov.br/?dw==61182)>. Acesso em: 13 fev. 16.

\_\_\_\_\_. “Plano de Desenvolvimento – Marlim”, 2015a. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?dw=78749](http://www.anp.gov.br/?dw=78749)>. Acesso em: 13 fev. 16.

\_\_\_\_\_. “Plano de Desenvolvimento – Argonauta”, 2015b. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?dw=78751](http://www.anp.gov.br/?dw=78751)>. Acesso em: 13 fev. 16.

\_\_\_\_\_. “Plano de Desenvolvimento – Marimbá”, 2015c. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?dw=78657](http://www.anp.gov.br/?dw=78657)>. Acesso em: 13 fev. 16.

\_\_\_\_\_. “RESOLUÇÃO ANP Nº 17, DE 18.3.2015 - DOU 20.3.2015 – RETIFICADA DOU 23.4.2015”, ANP, 18 mar. 2015d. Disponível em: <[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes\\_anp/2015/mar%C3%A7o/ranp%2017%20-%202015.xml?fn=document-frameset.htm&f=templates\\$3.0](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2015/mar%C3%A7o/ranp%2017%20-%202015.xml?fn=document-frameset.htm&f=templates$3.0)>. Acesso em: 13 fev. 16.

\_\_\_\_\_. “Produção Mensal de Hidrocarbonetos”, 2016a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=42181&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1455195015517>>. Acesso em: 11 fev. 16.

\_\_\_\_\_. “Campos na fase de produção - etapa de produção”, 2016b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=60591&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1455916190211>>. Acesso em: 19 fev. 16.

\_\_\_\_\_. “Produção por Plataforma”, 2016c. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=74328&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1455888496336>>. Acesso em: 19 fev. 16.

\_\_\_\_\_. “Plataformas em Operação”, 2016d. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=67467&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1455865845905>>. Acesso em: 19 fev. 16.

\_\_\_\_\_. “Rodada Zero – Superintendência de Promoção de Licitações”, 2016e. Disponível em: <[http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/rodada\\_zero.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/rodada_zero.asp)>. Acesso em 11 fev. 16.

\_\_\_\_\_. “Investimentos em P,D&I – Apresentação”, 2016f. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=78476&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1454078085488>>. Acesso em 15 fev. 2016.

\_\_\_\_\_. “Recursos financeiros da Cláusula de Investimentos em P,D&I”, 2016g. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=78556&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1455768073294>>. Acesso em: 18 fev. 2016.

\_\_\_\_\_. “Autorização Prévia”, 2016h. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=76517&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1455768488092>>. Acesso em: 18 fev. 2016.

ATTAWUTTHISIN, N. **Numerical Simulation of Low Salinity Water Flooding Assisted with Chemical Flooding for Enhanced Oil Recovery**. Master Thesis. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, 2012.

AUSTAD, T., REZAEIDOUST, A., PUNTERVOLD T. “Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs”. **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, SPE-129767-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 24-28 abr. 2010.

AWAN, A.R., TEIGLAND R., KLEPPE, J. “EOR Survey in the North Sea”. **SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery**, SPE-99546-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 2006.

BALLARD, M.J., BUSCALL, R., WAITER, F.A. "The theory of shear-thickening polymer solutions", **POLYMER**, v. 29, Jul. 1988.

BARBASSA, A.G. "Fato Relevante - Análise da área de TUPI". Petrobras, 08 nov. 2007. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-analise-da-area-de-tupi>>. Acesso em: 25 fev. 2016.

BEHRENBRUCH, P., GODA, H.M. "Two-Phase Relative Permeability Prediction: A Comparison of the Modified Brooks-Corey Methodology with a New Carman-Kozeny Based Flow Formulation". **SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition**, SPE-101150-MS. Adelaide, Australia, 11-13 set. 2006.

BERGERON, J.M., PARVEZ, N. "The Trade Development Asset: How Robust Project Management Drove the Asset From Economically Marginal to Chevron's Cornerstone Development Project in Brazil". **Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference**, SPE-107706-MS, Buenos Aires, Argentina, 15-18 abr. 2007.

BEZERRA, M.C.M., ROSARIO, F.F., ROCHA, A.A., SOMBRA, C.L. "Assessment of Scaling Tendency of Campos Basin Fields Based on the Characterization of Formation Waters". **SPE International Symposium on Oilfield Scale**, SPE-87452-MS, Aberdeen, UK, 26-27 mai. 2004.

BIELICKI J.M., MIDDLETON, R.S., LEVINE, J.S., STAUFFER, P. "An Alternative Pathway for Stimulating Regional Deployment of Carbon Dioxide Capture and Storage". **Energy Procedia**, v. 63, pp. 7215-7224, 2014.

BORGES, Y.A. **Método de Inversão Mineralógica a partir de Perfis Geofísicos de Poços do Campo de Namorado, Bacia de Campos**. Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2012.

BP. "Less Salt, More Oil". **Frontiers – The BP magazine**, n. 25, Ago. 2009.

BRODIE, J.A., JHAVERI, B.S., MOULDS, T.P., HETLAND, S.M. "Review Of Gas Injection Projects In BP". **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, SPE-154008-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 abr. 2012.

BROWNSORT, P. "Worldwide Comparison of CO<sub>2</sub>-EOR Conditions - Comparison of fiscal and industrial conditions in seven global regions where CO<sub>2</sub>-EOR is active or under consideration", **Scottish Carbon Capture & Storage**, Mar. 2015. Disponível em: <<http://www.sccs.org.uk/images/expertise/misc/SCCS-CO2-EOR-JIP-Worldwide-Comparison-of-CO2-EOR-Conditions.pdf>>. Acesso em 16 fev. 2016.

BRUHN, C.H.L., GOMES, J.A.T., LUCCHESE JR, C.D., JOHANN, P.R.S. "Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Overview and Future Challenges". **Offshore Technology Conference**, OTC-15220-MS, Houston, Texas, USA, 5-8 mai. 2003.

CAETANO, E.F. DO VALE, O.R., TORRES, F.R., SILVA JR., A. "Field Experience With Multiphase Boosting Systems at Campos Basin, Brazil". **Offshore Technology Conference**, OTC-17475-MS, Houston, Texas, USA, 2-5 mai. 2005.

CANHEU, V., SOBREIRA, A. “The Petrobras Handbook - An investor’s guide to a unique oil company”, **Credit Suisse Securities Research & Analytics**, Mar. 2014.

CCS101. “CCS Incentives and Initiatives in Saskatchewan”, **The Carbon Capture and Storage Information Source**, Abr. 2013. Disponível em: <[http://ccs101.ca/ccs\\_pro/opportunities\\_for\\_canada/saskatchewan](http://ccs101.ca/ccs_pro/opportunities_for_canada/saskatchewan)>. Acesso em: 15 fev. 2016.

CHEVRON. “Chevron North Sea Limited Awards Captain Enhanced Oil Recovery (EOR) Project Contracts to United Kingdom Suppliers”, **Chevron**, 16 dez. 2014. Disponível em: <<http://www.chevronunitedkingdom.com/news/latest/2014-12-15-eor-contracts-uk.aspx>>. Acesso em: 29 fev. 2016.

CMG. “GEM - Compositional & Unconventional Oil & Gas Reservoir Simulator”, **Computer Modelling Group Ltd**, 2016. Disponível em: <<http://www.cmgl.ca/software/gem2015>>. Acesso em: 10 mar. 2016.

CNPC - CHINA NATIONAL PETROLEUM CORPORATION. “Annual Report”, **CPNC**, 2014. Disponível em: <<http://www.cnpc.com.cn/en/xhtml/features/AnnualReport2014online/images/00-2014%20Annual%20Report.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2016.

CPGE. “UTCHEM General Information”, **Center for Petroleum & Geosystems Engineering**, 2016. Disponível em: <[http://www.cpge.utexas.edu/?q=utchem\\_gi](http://www.cpge.utexas.edu/?q=utchem_gi)>. Acesso em: 10 mar. 2016.

CURBELO, F.D.S. **Recuperação Avançada de Petróleo Utilizando Tensoativos**. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Departamento de Engenharia Química, Centro de Tecnologia, UFRN, Natal, 2006.

CYSNE, L., MIHAGUTI, M.K. “Roncador Field Development: Reservoir Aspects and Wells Development Strategy”. **Offshore Technology Conference**, OTC-19296-MS, Houston, Texas, USA, 5-8 mai. 2008.

DAHER JR, B., SIQUEIRA, C.A.M., NASCIMENTO, I. *et al.* “Jubarte Field—Development Strategy”. **Offshore Technology Conference**, OTC-19088-MS, Houston, Texas, USA, 30 abr. – 03 mai. 2007.

DAKE, L.P. **Fundamentals of Reservoir Engineering**. 1 ed. New York, Elsevier, 1978.

DANG, C.T.Q., NGUYEN, N.T.B., CHEN, Z. “Practical Concerns and Principle Guidelines for Screening, Implementation, Design, and Optimization of Low Salinity Waterflooding”. **SPE Western Regional Meeting**, SPE-174008-MS, Garden Grove, California, USA, 27-30 abr. 2015.

DIAS, J.L.M., QUAGLINO, M.A. **A Questão do Petróleo no Brasil: Uma História da Petrobras**. Rio de Janeiro, CPDOC: Petrobras, 1993. Disponível em: <[http://cpdoc.fgv.br/producao\\_intelectual/arq/54.pdf](http://cpdoc.fgv.br/producao_intelectual/arq/54.pdf)>. Acesso em: 20 dez. 2015.

DIPIETRO, J.P., KUUSKRAA, V., MALONE, T. “Taking CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery to the Offshore Gulf of Mexico: A Screening-Level Assessment of the Technically and Economically-Recoverable Resource”. **SPE Economics & Management**, SPE-169103-PA, v. 7, n. 1, pp. 3-9, Jan. 2015.

DIX, M. "Current Taxes and Incentives at the State Level for Oil and Gas Exploration and Production in Louisiana and Surrounding States", **Louisiana Department of Natural Resources/Technology Assessment Division**, Abr. 2009. Disponível em: <[http://dnr.louisiana.gov/assets/docs/energy/newsletters/2009/2009-04\\_topic\\_1.pdf](http://dnr.louisiana.gov/assets/docs/energy/newsletters/2009/2009-04_topic_1.pdf)>. Acesso em: 14 fev. 2016.

DOMINGUEZ, J.G., WILLHITE, G.P. "Retention and flow characteristics of polymer solutions in porous media". **SPE Journal**, SPE-5835-PA, v. 17, n. 2, pp. 111–121, Abr. 1977.

DONG, H.Z., FANG, S., WANG, D. *et al.* "Review of Practical Experience & Management by Polymer Flooding at Daqing". **SPE Symposium on Improved Oil Recovery**, SPE-114342-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 20-23 Abr. 2008.

DOVAN, H.T., HUTCHINS, R.D., TERZIAN, G.A. "Dos Cuadras Offshore Polymer Flood". **SPE California Regional Meeting**, SPE-20060-MS, Ventura, California, USA, 4-8 abr. 1990.

EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. "China - International energy data and analysis". **US Energy Information Administration**, 14 mai. 2015. Disponível em: <<https://www.eia.gov/beta/international/>> analysis\_includes/countries\_long/China/china.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2016.

EMEGWALU, C.C. **Enhanced Oil Recovery for Norne Field's E-Segment Using Surfactant Flooding**. Master Thesis. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2010.

ESTRELLA, G.O. "The Importance of Brazilian Deepwater Activities to the Oil Industry Technological Development". **Offshore Technology Conference**, OTC-15049-MS, Houston, Texas, USA, 5-8 mai. 2003.

ESTRELLA, G.O., AZEVEDO, R.L.M., FORMIGLI FILHO, J.M. "Pré-Sal: conhecimento, estratégia e oportunidades", In: J.P.R. VELLOSO (coord.) **Teatro Mágico da Cultura, Crise Global e Oportunidades do Brasil**. Rio de Janeiro, Ed. José Olympio, 2009.

FALWELL, P., CRABTREE, B. "Understanding the National Enhanced Oil Recovery Initiative", **Cornerstone**, 15 dez. 2014. Disponível em: <<http://cornerstonemag.net/understanding-the-national-enhanced-oil-recovery-initiative/>>. Acesso em: 14 fev. 2016.

FIGUEIREDO JÚNIOR, F.P., BRANCO, C.C.M., PRAIS, F. *et al.* "The Challenges of Developing a Deep Offshore Heavy-Oil Field in Campos Basin". **SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**, SPE-107387-MS, Buenos Aires, Argentina, 15-18 abr. 2007.

FORMIGLI FILHO, J.M., PINTO, A.C.C., ALMEIDA, A.S. "Santos Basin's Pre-Salt Reservoirs Development – The Way Ahead". **Offshore Technology Conference**. OTC-19953-MS, Houston, Texas, USA, 4-7 mai. 2009.

FRAGA, C.T.C., LARA, A.Q., PINTO, A.C.C., BRANCO, C.C.M. "Challenges and Solutions to Develop Brazilian Pre-salt Deepwater Fields". **21st World Petroleum Congress**, Moscow, Russia, 15-19 jun. 2014.

FRAGA, C.T.C., PINTO, A.C.C., BRANCO, C.C.M. *et al.* "Brazilian Pre-Salt: An Impressive Journey from Plans and Challenges to Concrete Results". **Offshore Technology Conference**, OTC-25710-MS, Houston, Texas, USA, 4-7 mai. 2015.

FRIEDRICH, M. "China, Contract, Onshore Bidding Round: Outline of Draft Model EOR". **Oil and Gas Law and Taxation Review**, v. 2, n. 12, pp 144-145, 1994.

GABRIELLI AZEVEDO, J.S. "Brazil: The Next Oil Giant?", **Petrobras**, 29 set. 2011. Disponível em: <[www.investidorpetrobras.com.br/download/1350](http://www.investidorpetrobras.com.br/download/1350)>. Acesso: 25 fev. 2016.

GRABOWSKI, D., MALDAL, T. "Statoil experience on MEOR for Norne", **Force workshop – MEOR: From theory to field**, 18 nov. 2014. Disponível em: <[http://www.force.org/Global/Seminars/2014/13\\_MEOR\\_From\\_theory\\_18.11.14/Presentations/MEOR\\_Norne\\_Force%20seminar\\_18%20Nov%202014.pdf](http://www.force.org/Global/Seminars/2014/13_MEOR_From_theory_18.11.14/Presentations/MEOR_Norne_Force%20seminar_18%20Nov%202014.pdf)>. Acesso em: 06 mar. 2016.

GREEN, D.W., WILLHITE, G.P. **Enhanced Oil Recovery**. 1 ed. Dallas, Society of Petroleum Engineers, 1998.

HA, G.T., TRAN, N.D., VU, H.H. *et al.* "Design & Implementation of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff Operation in a Vietnam Offshore Field". **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference**, SPE-161835-MS, Abu Dhabi, UAE, 11-14 nov. 2012.

HAN, M., XIANG, W., ZHANG, J. *et al.* "Application of EOR Technology by Means of Polymer Flooding in Bohai Oil Fields". **SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China**, SPE-104432-MS, Beijing, China, 2006.

HASANOV, B. **Application of low salinity water injection to NORNE field E-segment**. Integrated Operations Center. Norwegian University of Science and Technology, 2012.

HERBECK, E.F., HEINTZ, R.C., HASTINGS, J.R. **Fundamentals of Tertiary Oil Recovery**. Energy Publications, 1981.

HERMANSEN, H. THOMAS, L.K., SYLTE,J.E., AASBOE, B.T. "Twenty Five Years of Ekofisk Reservoir Management". **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, SPE-38927-MS, San Antonio, Texas, USA, 5-8 out. 1997.

HOLTER, K.E. **Simulation of Low Salinity Waterflooding in a Synthetic Reservoir Model and Frøy Field Reservoir Model**. Master Thesis. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2012.

HONG, A. **Up-scaling of Polymer Flooding with regards to Geologic Heterogeneities**. Master Thesis. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2014.

HUGHES, D., LARSEN, S., WRIGHT, R. “Review of Low Salinity Water Flooding”. **Senergy**, out. 2010. Disponível em: <<http://larsenaps.dk/images/246596695-Low-salinity-EOR-2012.pdf>>. Acesso em: 16 jan. 2016.

HUH, C., POPE, G.A. “Residual oil saturation from polymer floods: Laboratory measurements and theoretical interpretation”. **SPE Symposium on Improved Oil Recovery**, SPE-113417-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 20-23 abr. 2008.

HUSEYNLI, P. **Evaluation of Polymer Flooding for Enhanced Oil Recovery in the Norne Field E-Segment**. Master Thesis. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2013.

HUSTAD, O.S., TRYGVE, K., LERDAHL, T.R., BERGE, L.I., STENSEN, J.K. “Gas Segregation during WAG Injection and the Importance of Parameter Scaling in Three-phase Models”. **SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium**, SPE-75138-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 13-17 abr. 2002.

HUSTAD, C.W., AUSTELL, J.M. “Mechanisms and Incentives to Promote the Use and Storage of CO<sub>2</sub> in the North Sea”. In: **European Energy Law Report I**, Eds. Martha M. Roggenkamp and Ulf Hammer, pp. 355–380, 2004. Disponível em: <<http://www.co2-norway.com/files/files/co2/12.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2016.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Estatísticas Históricas do Brasil – Séries Econômicas, Demográficas e Sociais de 1550 a 1988**. 2 ed. Rio de Janeiro, Brasil, 1990.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2008**. Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, France, 2008.

\_\_\_\_\_. **World Energy Outlook 2013**. Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, France, 2013a.

\_\_\_\_\_. **Resources to Reserves 2013 – Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future**. Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, France, 2013b.

\_\_\_\_\_. **World Energy Outlook 2015**. Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, France, 2015.

IEA GHG – IEA GREENHOUSE GAS R&D PROGRAMME. “CO<sub>2</sub> Storage in Depleted Oilfields: Global Application Criteria for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery”, **IEA GHG Technical Report Number 2009-12**, Dez. 2009. Disponível em: <[http://www.ieaghg.org/docs/General\\_Docs/Reports/2009-12.pdf](http://www.ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2009-12.pdf)>. Acesso em: 17 jan. 2016.

INPEX. “CO<sub>2</sub>-EOR Joint Study in the Lower Zakum oil field, offshore Abu Dhabi”, **INPEX Corporation**, Tokyo, Japan, 15 fev. 2010 Disponível em: <<http://www.inpex.co.jp/english/news/pdf/2010/e20100215.pdf>>. Acesso em: 06 mar. 2016.

JADHUNANDAN, P.P. **Effects of Brine Composition, Crude Oil and Aging Conditions on Wettability and Oil Recovery**. PhD Thesis. Dept. of Petroleum Eng., New Mexico Institute of Mining and Technology, Socorro, New Mexico, USA, 1990.

JADHUNANDAN, P.P., MORROW, N.R. "Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude Oil/Brine/Rock Systems". **SPE Reservoir Engineering**, SPE-22597-PA, v. 10, pp. 40-46, 1995.

JERAULD, G.R., WEBB, K.J., LIN, C.-Y., SECCOMBE, J. "Modeling Low-Salinity Waterflooding". **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, SPE-102239-MS, San Antonio, Texas, USA, 24-27 set. 2008.

JOHANN, P., MARTINI, A., MAUL, A., NUNES, J.P. "Reservoir Geophysics in Brazilian Pre-Salt Oilfields". **Offshore Technology Conference**, OTC-23681-MS, Houston, Texas, USA, 30 abr. – 3 mai. 2012.

JONES, C., ROSS, M., GETLIFF, J. *et al.* "Captain Field Injector Performance, Historical Perspective and Recent Improvements". **SPE European Formation Damage Conference and Exhibition**, SPE-174183-MS, Budapest, Hungary, 3-5 jun. 2015.

JUINITI, R., SALIES, J., POLILLO, A. "Campos Basin: Lessons Learned and Critical Issues To Be Overcome in Drilling and Completion Operations". **Offshore Technology Conference**, OTC-15221-MS, Houston, Texas, USA, 5-8 mai. 2003.

JUNIOR, J.G.S., PATERNOST, G., CONDESSA, D. "Flow Assurance Challenges in the Papa-Terra Project". **Offshore Technology Conference**, OTC-19864-MS, Houston, Texas, USA, 4-7 mai. 2009.

KANG, P.S., LIM, J.S., HUH, C. "Integrated Screening Criteria for Offshore Application of Enhanced Oil Recovery". **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, SPE-170795-MS, Amsterdam, Holland, 27-29 out. 2014.

KANG, X., ZHANG, J., SUN, F. *et al.* "A Review of Polymer EOR on Offshore Heavy Oil Field in Bohai Bay, China". **SPE Enhanced Oil Recovery Conference**, SPE-144932-MS, Kuala Lumpur, Malaysia, 19-21 jul. 2011.

KASIMBAZI, G. **Polymer Flooding**. Master Thesis. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2014.

KATTAH, S. "Pre-Salt Limestone Plays in Campos and Santos Basins, Brazil: Additional Potential Identified". **Offshore Technology Conference Brasil**, OTC-26101-MS, Rio de Janeiro, Brasil, 27-27 out. 2015.

KHILAR, K., FOGLER, H. "The existence of a critical salt concentration for particle release", **Journal of Colloid and Interface Science**, v. 101, n. 1, pp. 214–224, set. 1984.

KIA, S., FOGLER, H., REED, M. "Effect of pH on Colloidally Induced Fines Migration", **Journal of Colloid and Interface Science**, v. 118, n. 1, pp. 158-168, jun. 1987.

KOH, H., LEE, V.B., POPE, G.A. "Experimental Investigation of the Effect of Polymers on Residual Oil Saturation". **SPE Improved Oil Recovery Conference**, SPE-179683-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 abr. 2016.

KOKAL, S., AL-KAABI, A. "Enhanced Oil Recovery: challenges & opportunities". **Global Energy Solutions**, World Petroleum Council, 2010. Disponível em: <[http://www.world-petroleum.org/docs/docs/publications/2010yearbook/P64-69\\_Kokal-Al\\_Kaab.pdf](http://www.world-petroleum.org/docs/docs/publications/2010yearbook/P64-69_Kokal-Al_Kaab.pdf)>. Acesso em: 18 out. 2015.

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

KOPERNA, G.J., FERGUSON, R.C. "Linking CO<sub>2</sub>-EOR and CO<sub>2</sub> Storage in the Offshore Gulf of Mexico". **Offshore Technology Conference**, OTC-21986-MS, Houston, Texas, USA, 2-5 mai. 2011.

KUNNAS, J. **LSWF simulation at larger scale**. Master's thesis. MSc Petroleum Engineering - Reservoir Engineering, Faculty of Science and Technology, University of Stavanger, Norway, 2012.

LAGER, A., WEBB, K.J., BLACK, C.J.J. "Impact of Brine Chemistry on Oil Recovery". **IOR 2007 - 14th European Symposium on Improved Oil Recovery**, Cairo, Egypt, 22-24 abr. 2007.

LAGER, A., WEBB, K.J., COLLINS, R., RICHMOND, D.M. "LoSal Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale". **SPE Symposium on Improved Oil Recovery**, SPE-113976-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 20-23 abr. 2008a.

LAGER, A., WEBB, K.J., BLACK, C.J., SINGLETON, M., SORBIE, K.S. "Low salinity oil recovery - an experimental investigation". **Petrophysics**, v. 49, n. 1, pp. 28-35, 2008b.

LAKATOS, I., LAKATOS-SZABO, J., TOTH, J. "Factors influencing polyacrylamide adsorption in porous media and their effect on flow behavior". **Symposium on Surface Phenomena in EOR**, Stockholm, Sweden, 20-25 ago. 1979.

LAKE, L.W., JOHNS, R., ROSEN, B., POPE, G. **Fundamentals of enhanced oil recovery**. Society of Petroleum Engineers, 2014.

LATIL, M. **Enhanced Oil Recovery**. Institut Français du Pétrole Publications, Paris, Editions TECHNIP, 1980.

LEE, S., KIM, D.H., HUH, C., POPE, G.A. "Development of a Comprehensive Rheological Property Database for EOR Polymers". **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. SPE-124798-MS, New Orleans, Louisiana, USA, 4-7 out. 2009.

LI, Z., DELSHAD, M. "Development of an Analytical Injectivity Model for Non-Newtonian Polymer Solutions". SPE 163672. **SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, EUA, 2014.**

LOPES, M.F.B.V. **Caracterização Geológica da Província Petrolífera de Campos.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2004.

LU, Q., NING, Y. WANG, J., YANG, X. "Full Field Offshore Surfactant-Polymer Flooding in Bohai Bay China". **SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference**, SPE-174591-MS, Kuala Lumpur, Malaysia, 11-13 ago. 2015.

LUCCHESI, R.D. **Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo.** Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.

MAHESHWARI, Y.K. **A Comparative Simulation Study of Chemical EOR Methodologies (Alkaline, Surfactant and/or Polymer) Applied to Norne Field E-Segment.** Master Thesis. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2011.

MAINWARING, J. "LoSal: BP's Low-Salinity Enhanced Oil Recovery Technology", **Rigzone**, 24 set. 2015. Disponível em: <[http://www.rigzone.com/news/oil\\_gas/a/140671/LoSal\\_BPs\\_LowSalinity\\_Enhanced\\_Oil\\_Recovery\\_Technology](http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/140671/LoSal_BPs_LowSalinity_Enhanced_Oil_Recovery_Technology)>. Acesso em: 05 mar. 2016.

MANRIQUE, E.J., MUCI, V.E., GURFINKEL, M.E. "EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States". **SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery**, SPE-100063-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 22-26 abr. 2006.

MARTIN, F.D., HATCH,M.J., SHEPITKA, J.S., WARD, J.S. "Improved water-soluble polymers for enhanced recovery of oil". **SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium**, SPE-11786-MS, Denver, Colorado, USA, 1-3 jun. 1983.

MARTIN, J.C. "The Effects of Clay on the Displacement of Heavy Oil by Water". **Venezuelan Annual Meeting**, SPE-1411-G, Caracas, Venezuela, 14-16 out. 1959.

MATHIASSEN, M. **CO<sub>2</sub> as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the Potential on the Norwegian Continental Shelf.** Master Thesis. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim/Stavanger, 2003.

MCGUIRE, P.I., CHATHAM, J.R., PASKVAN, F.K. "Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope". **2005 SPE Western Regional Meeting**, SPE-93903-MS, Irvine, California, USA, 30 mar. – 1 abr. 2005.

MCT – MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA. "Fundo Setorial de Petróleo e Gás Natural", **MCT**, Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/1416.html>>. Acesso em: 15 fev. 16.

MELLO, M.R., MAXWELL, J.R. "Organic Geochemical and Biological Marker Characterization of Source Rocks and Oils derived from Lacustrine Environments in the

Brazilian Continental Margin". In: KATZ, B.J. (ed.), **Lacustrine Basin Exploration: Case Studies and Modern Analogs**, AAPG Memoir 50, chapter 5, pp. 77-97, American Association of Petroleum Geologists, 1990.

MENDES, R.A., COSTA, A.M., SOUSA JR., L.C., *et al.* "Risks and mitigation problems in a CO<sub>2</sub> injection project for a petroleum onshore field in Brazil". **44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium**, ARMA-10-162, Salt Lake City, Utah, USA, 27-30 jun. 2010.

MENEZES, E.M.V. "DESPACHO DO SUBSECRETÁRIO EXECUTIVO N° 1.153/2015 - DOU 13.8.2015", **Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 12 ago. 2015. Disponível em: <[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/despachos/2015/agosto/desp%201.153%20%202015.xml?f=templates\\$fn=document-frame.htm\\$3.0\\$q=\\$x=>](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/despachos/2015/agosto/desp%201.153%20%202015.xml?f=templates$fn=document-frame.htm$3.0$q=$x=>)>. Acesso: 23 fev. 2016.

MERSCHMANN, P.R.C. **Análise do Potencial Técnico e de Mercado de Uso Industrial de CO<sub>2</sub> de Destilarias de Etanol do Centro-Sul do Brasil**. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2014.

MINISTER OF JUSTICE. "Canada Petroleum Resources Act", **Revised Statutes of Canada 1985**, c. 36, 6 jun. 2016. Disponível em: <<http://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/C-8.5.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2016.

MINISTRY OF THE ECONOMY. "Royalty/Tax regime applicable to Enhanced Oil Recovery projects (excluding waterflood projects) commencing on or after April 1, 2005". **Ministry of the Economy**, Saskatchewan, Canada, Abr. 2013. Disponível em: <<http://publications.gov.sk.ca/documents/310/84571-PR-IC11A.pdf>>. Acesso em: 15 fev. 2016.

MOHRIAK, W.U., MELLO, M.R., DEWEY, J.F., MAXWELL, J.R.. "Petroleum geology of the Campos Basin, offshore Brazil", in BROOKS, J. (ed.), **Classic Petroleum Provinces: Geological Society of London Special Publication**, Special Publications, v. 50, pp. 119-141, London, Geological Society, 1990.

MOHRIAK, W.U. "Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira", in: BIZZI, L.A., SCHOBENHAUS, C., VIDOTTI, R.M., GONÇALVES, J.H. (eds.), **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**, capítulo 3, pp. 87-168, Brasília, CPRM, 2003. Disponível em: <<http://www.cprm.gov.br/publica/Redes-Institucionais/Rede-de-Bibliotecas---Rede-Ametista/Acervo/Geologia,-Tectonica-e-Recursos-Minerais-do-Brasil-%28textos,-mapas-%26amp%3B-SIG%29-790.html>>. Acesso em: 15 fev. 2016.

MORAIS, J.M. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília, Ipea/Petrobras, 2013. Disponível em: <[http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/livros/livro\\_petrobras\\_aguas\\_profundas.pdf](http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/livros/livro_petrobras_aguas_profundas.pdf)>. Acesso em: 15 fev. 2016.

MOREL, D., VERT, M., JOUENNE, S., NAHAS, E. "Polymer Injection in Deep Offshore Field: The Dalia Angola Case". **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, SPE-116672-MS, Denver, Colorado, USA, 21-24 set. 2008.

MOREL, D.C., ZAUGG, E., JOUENNE,S., DANQUIGNY, J.A., CORDELLIER, P.R. “Dalia/Camelia Polymer Injection in Deep Offshore Field Angola Learnings and In Situ Polymer Sampling Results”. **SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference**, SPE 174699-MS, Kuala Lumpur, Malaysia, 11-13 ago. 2015.

MORROW, N., BUCKLEY, J. “Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding”. **Journal of Petroleum Technology**, v. 63, n. 5, pp. 106-112, abr. 2011.

MOURA, P., CARNEIRO F.. **Em Busca do Petróleo Brasileiro**. 1 ed. Rio de Janeiro, Fundação Gorceix, 1976.

MUTTI, E., TINTERRI, R., GRAU, E.R., FAVA, L. **An Introduction to the Analysis of Ancient Turbidite Basins from an Outcrop Perspective**. AAPG Continuing Education Course Note, n. 39, Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 1999.

NOGUEIRA, M. “ANP estuda renovação antecipada de contratos de concessão da Petrobras da Rodada Zero”, **Reuters Brasil**, 14 out. 2015. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/domesticNews/idBRKCN0S829O20151014>>. Acesso em: 15 fev. 2016.

NPD - NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. **Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities**, Norway, 04 mai. 2015. Disponível em: <<http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act>>. Acesso em: 10 mar. 2016.

OLIVEIRA, N. “Petrobras inicia produção na região do pré-sal”. **Agência Brasil**, Vitória, ES, 02 set. 2008. Disponível em: <<http://memoria.ebc.com.br/agenciabrasil/noticia/2008-09-02/petrobras-inicia-producao-na-regiao-do-pre-sal>>. Acesso em: 25 fev. 2016.

OMEKEH, A.V., EVJE, S., FRIIS, H.A. “Modeling of Low Salinity Effects in Sandstone Oil Rocks”. **International Journal of Numerical Analysis and Modeling**, v. 1, n. 1, pp. 1-18, 2012.

OPM - OPEN POROUS MEDIA. **Corner point grid**, 23 jan. 2013. Disponível em: <[http://wiki.opm-project.org/index.php?title=Corner\\_point\\_grid](http://wiki.opm-project.org/index.php?title=Corner_point_grid)>. Acesso em: 10 mar. 2016.

OSKUI, G.P., JUMAA, M.A., ABUHAIMED, W.A. “Laboratory Investigation of Asphaltene Precipitation problems during CO<sub>2</sub>/Hydrocarbon Injection Project for EOR Application in Kuwait Reservoirs”. **Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition**, SPE-126267-MS, Kuwait City, Kuwait, 14-16 dez. 2009.

PAMPLONA, N. “ANP quer definir neste ano regras para renovação de concessões”, **Folha de São Paulo**, São Paulo, 27 out. 2015. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2015/10/1699151-anp-quer-definir-neste-ano-regras-para-renovacao-de-concessoes.shtml>>. Acesso: 15 fev. 2016.

PAPATERRA, G.E.Z. **PRÉ-SAL: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, UFRJ, Rio de Janeiro, 2010.

\_\_\_\_\_. “Pre-Salt’s Reality: Update”. **PRE SALT TECH 3rd Annual**, Rio de Janeiro, 03 abr. 2014. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?dw=70320](http://www.anp.gov.br/?dw=70320)>. Acesso em: 24 fev. 2016.

PARISI, D.M., VAHEDIFARD, F., MAZZOLA, M.S. “Further Advances of CO<sub>2</sub>-EOR by Promoting a ‘Triple-E’ Approach: Energy Security, Environmental Quality, and Economic Viability”. **Carbon Management Technology Conference**, CMTC-439549-MS, Sugarland, Texas, USA, 17-19 nov. 2015.

PÁDUA, K.G.O., STANK, C.V., SOARES, C.M., MOREIRA, J.V. “Roncador Field, Strategy of Exploitation”. **Offshore Technology Conference**, OTC-8875-MS, Houston, Texas, USA, 4-7 mai. 1998.

PEREZ-PEREZ, A., GAMBOA, M., OVALLES, C., MANRIQUE, E. “Benchmarking of Steamflood Field Projects in Light/Medium Crude Oils”. **SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference**, SPE-72137-MS, Kuala Lumpur, Malaysia, 6-9 out. 2001.

PETROBRAS. “Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 (Apresentação para imprensa)”, **Petrobras**, 29 jun. 2015. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao>>. Acesso em: 16 fev. 2016.

PINTO, A.C.C., BRANCO, C.C.M., DE MATOS, J.S. *et al.* “Offshore Heavy Oil in Campos Basin: The Petrobras Experience”. **Offshore Technology Conference**, OTC-15283-MS, Houston, Texas, USA, 5-8 mai. 2003.

PIZARRO, J.O.S., BRANCO, C.C.M. “Challenges in Implementing an EOR Project in the Pre-Salt Province in Deep Offshore Brasil”. **SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia**, SPE-155665-MS, Muscat, Oman, 16-18 abr. 2012.

POULSEN, A. “The Captain Polymer EOR Pilot”. **31th Annual IEA EOR Symposium**, Aberdeen, Scotland, Out. 2010.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. “O petróleo no Brasil”, **Presidência da República**, 30 ago. 2009. Disponível em: <<http://blog.planalto.gov.br/o-petroleo-no-brasil>>. Acesso em: 19 fev. 2016.

QUIJADA M. G. **Optimization of a CO<sub>2</sub> flooding Design Wasson Field – West Texas**. Master of Science thesis, Texas A&M University, USA, 2005.

RASSENFOSS, S. “Daqing: An Old Field at the Center of New EOR Testing”, **Society of Petroleum Engineers**, 05 jun. 2014. Disponível em: <<http://www.spe.org/news/article/daqing-an-old-field-at-the-center-of-new-eor-testing>>. Acesso em: 10 mar. 2016.

REITER, P.K. **A Water-Sensitive Sandstone Flood Using Low Salinity Water**. MSc Thesis, University of Oklahoma, USA, 1961.

ROBERTSON, E.P. “Low-Salinity Waterflooding to Improve Oil Recovery — Historical Field Evidence”. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, SPE-109965-MS, Anaheim, California, USA, 11-14 nov. 2007.

ROCHA, P.S., DINO, R., SANCHES, C., LE THIEZ, P. "Assessing the CO<sub>2</sub> Storage as a By-Product of EOR Activities in the Buracica Oil Field–Recôncavo Basin, NE Brazil". **Sixth Annual Conference on Carbon Capture & Sequestration**, Pittsburgh, PA, USA, 7-10 mai. 2007.

ROMANUKA, J., JAN HOFMAN, J., LIGTHELM, D.J. *et al.* "Low Salinity EOR in Carbonates". **Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium**, SPE-153869-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 abr. 2012.

ROSA, A.J., CARVALHO, R.S., XAVIER, J.A.D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro, Editora Interciênciam, 2006.

ROSA, M., BRANCO, C. "Optimizing CO<sub>2</sub> Injection in an Offshore Field Considering Operational Constraints". **SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference**, SPE-153049-MS, Cidade do Mexico, Mexico, 16-18 abr. 2012.

RYLES, R.G. "Chemical stability limits of water-soluble polymers used in oil recovery". **SPE Reservoir Engineering**, SPE-13585-PA, v. 3, n. 1, Fev. 1988.

RYSTAD ENERGY AS. **Rystad energy AS – global databases**, 2014.

SALIM, M., HARLEY, J., FAIZAL, Z. "Process Design Aspects for Taking CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery Offshore". **SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia**, SPE-155527-MS, Muscat, Oman, 16-18 abr. 2012.

SALOMÃO, M.C., MARÇON, D.R., ROSA, M.B. *et al.* "Broad Strategy to Face with Complex Reservoirs: Expressive Results of Production in Pre-Salt Area, Offshore Brasil". **Offshore Technology Conference**, OTC-25712-MS, Houston, Texas, USA, 4-7 mai. 2015.

SÄLLH, D., WACHTMEISTER H., TANG X., HÖÖK M. "Offshore oil: Investigating production parameters of fields of varying size, location and water depth". **Fuel**, v. 139, pp. 430–440, 2015.

SÁNCHEZ, J.L., ABUNDES, A.V.A., GARZA, F.R. *et al.* "Nitrogen Injection in the Cantarell Complex: Results After Four Years of Operation". **SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**, SPE-97385-MS, Rio de Janeiro, Brasil, 20-23 jun. 2005.

SCHLUMBERGER. "ECLIPSE version 2014.1 - Technical Description", **Schlumberger**, 2014. Disponível em: <<http://www.fanarco.net/books/reservoir/simulation/EclipseTechnicalDescription2014fanarconet.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2016.

SECCOMBE, J.C., LAGER, A., WEBB, K.J. *et al.* "Improving Waterflood Recovery: LoSal™ EOR Field Evaluation". **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, SPE-113480-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 20-23 abr. 2008.

SECCOMBE, J.C., LAGER, A., JERAULD, G. *et al.* "Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska". **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, SPE-129692-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 24-28 abr. 2010.

SELLE, O.M., FISCHER, H., STANDNES, D.C. *et al.* "Offshore Polymer/LPS Injectivity Test with Focus on Operational Feasibility and Near Wellbore Response in a Heidrun Injector". **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, SPE-166343-MS, New Orleans, Louisiana, USA, 30 set. – 2 out. 2013.

SERIGHT, R.S., ADAMSKI, R.P., ROFALL, J.C., LIAUH, W.W. "Rheology and mechanical degradation of EOR polymers". **SPE/British Society of Rheology Conference on Rheology in Crude Oil Production**, Imperial College, London, UK, 13-15 abr. 1983.

SERIGHT, R.S., SEHEULT, M., TALASHEK, T. "Injectivity Characteristics of EOR Polymers". **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, SPE-115142-MS, Denver, Colorado, USA, 21–24 set. 2008.

SHABIB-ASL, A., AYOUB, M.A., ALTA'EE, A.F. *et al.* "Comprehensive Review of Foam Application during Foam Assisted Water Alternating Gas (FAWAG) Method". **Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology**, v. 8, n. 17, pp. 1896-1904, 2014.

SHENG, J. **Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice**. Gulf Professional Publishing, 2011.

SKRETTINGLAND, K., HOLT, T., TWEHEYO, M.T., SKJEVRAK, I. "Snorre Low-Salinity-Water Injection – Coreflooding Experiments and Single-Well Field Pilot". **SPE-129877-MS. SPE Improved Oil Recovery Symposium**, Tulsa, Oklahoma, USA, 24-28 abr. 2010.

SORBIE, K.S. **Polymer-improved Oil Recovery**. 1 ed. Springer Netherlands, 1991.

SPE – SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. **The SI Metric System of Units and SPE Metric Standard. Society of Petroleum Engineers**. Second Printing, USA, 1984. Disponível em: <[http://www.spe.org/authors/docs/metric\\_standard.pdf](http://www.spe.org/authors/docs/metric_standard.pdf)>. Acesso em: 17 fev. 2016.

STANDNES, D.C. "Polymer Flooding – Field Development Projects in Statoil". **Statoil**, 06 nov. 2013. Disponível em: <[http://www.force.org/Global/Seminars/2013/EOR%20Competence%20Building%20workshop/Presentations/4\\_Polymer\\_6th\\_Nov\\_2013\\_DC\\_Standnes\\_Polymer%20field%20development%20projects%20in%20Statoil.pdf](http://www.force.org/Global/Seminars/2013/EOR%20Competence%20Building%20workshop/Presentations/4_Polymer_6th_Nov_2013_DC_Standnes_Polymer%20field%20development%20projects%20in%20Statoil.pdf)>. Acesso em: 04 mar. 2016.

STOSUR, G.J., HITE, J.R., CARNAHAN, N.F., MILLER, K. "The Alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms". **SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific**, SPE-84908-MS, Kuala Lumpur, Malaysia, 20-21 out. 2003

SWEATMAN, R.E., CROOKSHANK, S., EDMAN, S. "Outlook and Technologies for Offshore CO<sub>2</sub> EOR/CCS Projects". **Offshore Technology Conference**, OTC-21984-MS, Houston, Texas, USA, 2-5 mai. 2011.

SYDANSK, R.D., SOUTHWELL, G.P. "More than 12 Years' Experience With a Successful Conformance-Control Polymer-Gel Technology". **SPE Production & Facilities**, SPE-6558-PA, v. 15, n. 4, 2000.

SZABO, M.T. "Some aspects of polymer retention in porous media using a C-tagged hydrolyzed polyacrylamide". **SPE Journal**, SPE-4668-PA, v. 15, n. 4, pp. 323-337, Ago. 1975.

TABER, J.J., MARTIN, F.D., SERIGHT, R.S. "EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects". **SPE Reservoir Engineering**, SPE-35385-PA, v. 12, n. 3, Ago. 1997.

TANG, G.Q., AND MORROW, N.R. "Influence of Brine Composition and Fines Migration on Crude Oil/Brine/Rock Interactions and Oil Recovery". **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 24, pp. 99-111, Dez. 1999.

THOMAS, S., DUNCAN, J., HAAJIZADEH, M., WILLIAMS, J. "Ula Field-Life After the Flood: Core & Log Experience From Behind a Maturing WAG Front". **49th Annual Logging Symposium**, SPWLA-2008-EE, Austin, Texas, 25-28 mai. 2008.

TIGRE, C.A., SCHALLER, H.A., LUCCHESE JR., C.D. *et al.* "Pampo, Linguado, and Badejo Fields: their Discoveries, Appraisals, and Early Production Systems". **1983 Offshore Technology Conference**, OTC-4627-MS Houston, Texas, USA, 2-5 mai. 1983.

TRANGENSTEIN, J.A., BELL, J.B. "Mathematical Structure of the Black-Oil Model for Petroleum Reservoir Simulation". **SIAM Journal on Applied Mathematics** (Society for Industrial and Applied Mathematics), v. 49, n. 2, pp. 749–783, 1989.

TURTA, A.T., CHATTOPADHYAY, S.K., BHATTACHARYA, R.N., CONDRACHI, A., HANSON, W. "Current Status of Commercial In Situ Combustion Projects Worldwide". **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 46, n. 11, 2007.

UNIVERSITY OF STAVANGER. "The National IOR Center", **University of Stavanger**, Norway, 03 set. 2015. Disponível em: <<http://www.uis.no/research-and-phd-studies/research-centres/national-ior-centre-of-norway/about-us>>. Acesso em: 15 fev. 2016.

USC – UNITED STATES CONGRESS. "Energy Policy Act of 2005", **United States Congress**, 8 ago. 2005. Disponível em: <[http://energy.gov/sites/prod/files/2013/10/f3/epact\\_2005.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/2013/10/f3/epact_2005.pdf)>. Acesso em: 15 fev. 2016.

USGS – UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY. **Compilation of Regulations Related to Mineral Resources Activities on the Outer Continental Shelf**. Volume I of II, U.S. Department of the Interior, 1981.

VERMA, M.K. **Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO<sub>2</sub>-EOR)—A Supporting Document of the Assessment Methodology for Hydrocarbon Recovery Using CO<sub>2</sub>-EOR Associated with Carbon Sequestration**. Reston, Virginia, USA, USGS, 2015.

VLEDDER, P., FONSECA, J.C., GONZALEZ, I., LIGTHELM, D. "Low Salinity Water Flooding: Proof of Wettability Alteration on a Field Wide Scale". **SPE Improved Oil Recovery Symposium**, SPE-129564-MS, Tulsa, Oklahoma, USA, 24-28 abr. 2010.

WANG, D., CHENG, J., YANG, Q. *et al.* “Viscous-elastic polymer can increase microscale displacement efficiency in cores”. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, SPE-63227-MS, Dallas, USA, 1-4 out. 2000.

WEBB, K.J., BLACK, C.J.J., AL-AJEEL H. “Low Salinity Oil Recovery - Log-Inject-Log”. **Middle East Oil Show & Conference**, SPE-81460-MS, Bahrain, 9-12 jun. 2003.

WEBB, K.J., BLACK, C.J.J., EDMONDS, I.J. “Low salinity oil recovery - The role of reservoir condition corefloods”. **IOR 2005 - 13th European Symposium on Improved Oil Recovery**, Budapest, Hungary, 25-27 abr. 2005.

WEI, N., LI, X., DAHOWSKI, R.T., DAVIDSON, C.L., LIU, S., ZHA, Y. “Economic evaluation on CO<sub>2</sub>-EOR of onshore oil fields in China”. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 37, pp. 170-181, 2015.

WILLHITE, G.P. **Waterflooding**. SPE Textbook, v. 3, USA, 1986.

WINTER, W.R., JAHNERT, R.J., FRANÇA, A.B. “Bacia de Campos”. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 15, pp. 511-529, 2007.

WODEHOUSE, J., HENTHORNE, L. “The Comparative Advantages of a Dedicated CEOR Vessel for Offshore Field Developments”. **SPE Enhanced Oil Recovery Conference**, SPE-144392-MS, Kuala Lumpur, Malaysia, 19-21 jul. 2011.

YONGTAO, S., LICHANG, Z., TAO, L. *et al.* “Enhance Offshore Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam-Gas-Chemical Co-stimulation”. **SPE Heavy Oil Conference and Exhibition**, SPE-149831-MS, Kuwait City, Kuwait, 12-14 dez. 2011.

ZHANG, J., KANG, X. “Surfactant Polymer (SP) Flooding Pilot Test on Offshore Heavy Oil Field in Bohai Bay, China”. **SPE Enhanced Oil Recovery Conference**, SPE-165224-MS, Kuala Lumpur, Malaysia, 2-4 jul. 2013.

## APÊNDICE A – DESCRIÇÃO DO SIMULADOR ECLIPSE 100

O ECLIPSE 100 é um simulador numérico que utiliza equações do tipo *black-oil* em malhas do tipo corner-point. O termo *black-oil* se refere ao modelo de fluido que considera apenas 3 fases, água, óleo e gás, diferente dos modelos compostionais que tratam os componentes dos hidrocarbonetos de forma separada.

A formulação matemática de um modelo *black-oil* consiste no seguinte conjunto de equações diferenciais parciais (TRANGENSTEIN e BELL, 1989):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ \emptyset \left( \frac{S_o}{B_o} + \frac{R_V S_g}{B_g} \right) \right] + \nabla \cdot \left( \frac{\vec{u}_o}{B_o} + \frac{\vec{u}_g}{B_g} R_V \right) = 0 \quad \text{Eq. A-1}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ \emptyset \left( \frac{S_w}{B_w} \right) \right] + \nabla \cdot \left( \frac{\vec{u}_w}{B_w} \right) = 0 \quad \text{Eq. A-2}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ \emptyset \left( \frac{R_S S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \right] + \nabla \cdot \left( \frac{\vec{u}_o}{B_o} R_S + \frac{\vec{u}_g}{B_g} \right) = 0 \quad \text{Eq. A-3}$$

sendo:

$\emptyset$  a porosidade efetiva do meio poroso;

$S_o$  a saturação de óleo;

$S_g$  a saturação de gás;

$S_w$  a saturação de água;

$\vec{u}_o$  a velocidade da fase óleo em condições de reservatório;

$\vec{u}_g$  a velocidade da fase gás em condições de reservatório;

$\vec{u}_w$  a velocidade da fase água em condições de reservatório;

$B_o$  o fator volume de formação da fase óleo (razão entre os volumes de óleo em condições de reservatório e em condições de superfície);

$B_g$  o fator volume de formação da fase gás (razão entre os volumes de gás em condições de reservatório e em condições de superfície);

$B_w$  o fator volume de formação da fase água (razão entre os volumes de água em condições de reservatório e em condições de superfície);

$R_S$  a razão de gás dissolvido na fase óleo (volume do gás em condições de superfície e volume de óleo em condições de reservatório);

$R_V$  a razão de óleo vaporizado na fase gás (volume do vapor de óleo em condições de superfície e volume do gás em condições de reservatório).

As condições de superfícies referem-se às condições padronizadas de temperatura e pressão, enquanto as condições de reservatório às elevadas pressões e temperaturas *in situ*. Para o cálculo das velocidades é utilizada a Lei de Darcy (seção 4.1.3).

Uma malha do tipo *corner-point* é formada por células com 6 faces (hexaedros), onde cada célula pode ser identificada por coordenadas inteiras ( $i, j, k$ ). Essas malhas são utilizadas na maioria dos softwares de simulação, e se tornaram um padrão na indústria (OPM, 2013).

Para resolver as equações diferenciais nas células é utilizado o método de diferenças finitas. Nesse método, as integrais volumétricas das equações diferenciais são convertidas em integrais de superfícies, utilizando o Teorema da Divergência. Com isso, as equações parciais diferenciais são transformadas em equações algébricas.

Na simulação da injeção de polímeros, o fluxo da solução polimérica não influencia os cálculos de fluxo das fases de hidrocarbonetos. Portanto, apenas as equações referentes à fase água são modificadas, e algumas equações adicionais são necessárias para descrever o fluxo dos componentes polímero e sais dentro da malha de elementos finitos. São utilizadas as seguintes equações relacionadas à água, ao polímero e aos sais (SCHLUMBERGER, 2014):

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{VS_w}{B_r B_w} \right) = \sum \left[ \frac{T k_{rw}}{B_w \mu_w \text{eff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] + Q_w \quad \text{Eq. A-1}$$

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{V^* S_w C_n}{B_r B_w} \right) + \frac{d}{dt} \left( V \rho_r C_p^a \frac{1-\phi}{\phi} \right) = \sum \left[ \frac{T k_{rw}}{B_w \mu_p \text{eff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] C_p + Q_w C_p \quad \text{Eq. A-2}$$

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{VS_w C_n}{B_r B_w} \right) = \sum \left[ \frac{T k_{rw} C_n}{B_w \mu_s \text{eff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] + Q_w C_n \quad \text{Eq. A-3}$$

$$V^* = V(1 - S_{dpv}) \quad \text{Eq. A-4}$$

sendo:

- $S_{dpv}$  o percentual do volume poroso inacessível em cada célula;  
 $C_p^a$  a concentração do polímero adsorvido;  
 $\rho_r$  a densidade da rocha da formação;  
 $\rho_w$  a densidade da água;  
 $\Sigma$  a soma referente às células vizinhas;  
 $R_k$  a redução da permeabilidade relativa para a fase água devido à retenção do polímero;  
 $C_p, C_n$  as concentrações de polímero e sais na fase água, respectivamente;  
 $\mu_{i \text{ eff}}$  a viscosidade efetiva da fase água ( $i = w$ ), polímero ( $i = p$ ) e sal ( $i = s$ );  
 $D_z$  a profundidade do centro da célula;  
 $B_r$  o fator volume de formação da rocha;  
 $T$  a transmissibilidade;  
 $k_{rw}$  a permeabilidade relativa à água;  
 $V$  o volume poroso da célula;  
 $Q_w$  a vazão de produção da água;  
 $P_w$  a pressão da água;  
 $g$  a aceleração gravitacional.

O modelo assume que o fator volume de formação e a densidade da água são independentes das concentrações de sais e do polímero. A solução polimérica, os sais e a água injetada são representados no modelo como componentes miscíveis na fase água.

As viscosidades efetivas dos fluidos ( $\mu_{i \text{ eff}}$ ) dependem das concentrações locais de sais e de polímero na solução. A adsorção do polímero é representada pelo termo adicional de acumulação de massa no lado esquerdo da equação A-2. Esse termo requer a especificação de isotermas de adsorção ( $C_p^a$ ) para cada tipo de rocha. O efeito do bloqueio de poros e adsorção na permeabilidade relativa da fase água é tratado com o termo  $R_k$ , que requer a definição de um fator de resistência residual para cada tipo de rocha.

## APÊNDICE B – CÓDIGO DAS SIMULAÇÕES NO ECLIPSE 100 – MODELO SINTÉTICO

```
-- =====
-- Section 1: RUNSPEC
-- =====
RUNSPEC

NSTACK
100 /

RPTRUNSP -- Grava os dados da secao RUNSPEC no arquivo de saida
UNIFOUT -- Grava um unico arquivo de SUMMARY/RESTART e nao um para cada step

TITLE
'MODELO SINTETICO'

-- Unidade de leitura/gravacao
METRIC

-- Fases presentes (OIL/WATER/GAS/DISGAS/VAPOIL)
OIL
WATER
GAS
DISGAS
POLYMER
LOWSALT
BRINE

WELLDIMS
-- nwmax ncwmax ngmax nwgmax
      100    100    100    100   /
EQLDIMS
      1    1*   1*   /
DIMENS
20 20 10 / -- NX NY NZ

-- Data inicial da simulação (DIA MES ANO)
START
      31 DEC 2010 /
TABDIMS
      2 1 27 30 1 30 /

ECHO

-- =====
-- Section 2: GRID
-- =====
GRID
NEWTRAN
GRIDFILE
      2   /
NOECHO

TOPS
400*3000 400*3005 400*3010 400*3015 400*3020 400*3025 400*3030 400*3035 400*3040 400*3045   /

DX
      4000*50.0 /
DY
      4000*50.0 /
DZ
      4000*5.0   /
ACTNUM
      4000*1   /
NTG
      4000*1.0   /
PORO
4000*0.20 /
```

```

PERMX
4000*1000.0 /

COPY
'PERMX' 'PERMY' /
'PERMX' 'PERMZ' /
/
MULTIPLY
'PERMZ' 0.10 /
/
ECHO
INIT

-- =====
-- Section 3: EDIT
-- =====

EDIT

-- =====
-- Section 4: PROPS
-- =====

PROPS

-- Compressibilidade da rocha
ROCK
294.00 100.0e-006 /

GRAVITY
20.0 1.010 0.7 /

-- Dados de Oleo
PMAX
1000. /

PVCO
-- P      Rs      Bo      VisO      Co      Cvo
-- (bars) (sm3/sm3) (rm3/sm3) (cP)      (1/bars) (1/bars)
1.01    0.00    1.0490   53.87  8.03434E-05 0.002044102
19.96   7.38    1.0610   29.16  8.03434E-05 0.002044102
38.91   14.46   1.0730   23.95  8.03434E-05 0.002044102
57.86   21.54   1.0850   20.86  8.03434E-05 0.002044102
76.81   28.62   1.0969   18.66  8.03434E-05 0.002044102
95.76   35.70   1.1089   16.95  8.03434E-05 0.002044102
114.71  42.78   1.1209   15.55  8.03434E-05 0.002044102
133.65  49.86   1.1329   14.36  8.03434E-05 0.002044102
152.61  56.94   1.1449   13.33  8.03434E-05 0.002044102
171.56  64.01   1.1569   12.42  8.03434E-05 0.002044102
190.50  71.09   1.1688   11.61  8.03434E-05 0.002044102
215.75  76.80   1.1785   11.01  8.03434E-05 0.002044102
245.17  82.71   1.1885   10.44  8.03434E-05 0.002044102
269.68  88.62   1.1985   9.90   8.03434E-05 0.002044102
294.20  103.39  1.2235   8.71   8.03434E-05 0.002044102
318.72  118.16  1.2485   7.67   8.03434E-05 0.002044102
343.23  132.93  1.2735   6.76   8.03434E-05 0.002044102
392.27  147.70  1.2985   5.95   8.03434E-05 0.002044102
441.30  162.47  1.3235   5.21   8.03434E-05 0.002044102
490.33  177.24  1.3485   4.53   8.03434E-05 0.002044102
/
-- Dados de Gas
PVDG
-- P      Bg      VisG
-- (bars) (rm3/sm3) (cP)
1.01   1.272540  0.009680
19.96  0.045293  0.018290
38.91  0.022414  0.020106
57.86  0.014776  0.021181
76.81  0.010976  0.021949
95.76  0.008711  0.022545
114.71 0.007209  0.023034
133.65 0.006142  0.023447
152.61 0.005346  0.023806
171.56 0.004729  0.024122
190.50 0.004238  0.024405
215.75 0.003909  0.024614

```

245.17	0.003617	0.024814
269.68	0.003365	0.025000
294.20	0.002864	0.025416
318.72	0.002491	0.025777
343.23	0.002202	0.026095
392.27	0.001972	0.026379
441.30	0.001785	0.026637
490.33	0.001630	0.026872

/

-- Dados de Agua

PVTW

	PRef (bars)	Bw (rm3/sm3)	CW (1/bars)	VisW (cP)	CVW (cP/bars)	/
--	294.0	1.04300000	5e-005	0.600000	0	/

-----  
-- Curvas de Permeabilidade Relativa (Salinidades altas e baixas)  
-----

-- Tabelas de Permeabilidade Relativa Água-Oleo

SWOF

0.15	0.00000	0.75000	0
0.20	0.00248	0.56349	0
0.25	0.00992	0.41078	0
0.30	0.02231	0.28850	0
0.35	0.03967	0.19328	0
0.40	0.06198	0.12171	0
0.45	0.08926	0.07044	0
0.50	0.12149	0.03606	0
0.55	0.15868	0.01521	0
0.60	0.20083	0.00451	0
0.65	0.24793	0.00056	0
0.70	0.30000	0.00000	0

/

0.15	0.00000	0.90000	0
0.20	0.00015	0.77602	0
0.25	0.00117	0.66122	0
0.30	0.00394	0.55561	0
0.35	0.00933	0.45918	0
0.40	0.01822	0.37194	0
0.45	0.03149	0.29388	0
0.50	0.05000	0.22500	0
0.55	0.07464	0.16531	0
0.60	0.10627	0.11480	0
0.65	0.14577	0.07347	0
0.70	0.19402	0.04133	0
0.75	0.25190	0.01837	0
0.80	0.32026	0.00459	0
0.85	0.40000	0.00000	0

/

-- Tabelas de Permeabilidade Relativa Gás-Oleo

SGOF

0.0	0.000	0.750	0.000
0.180	0.002	0.387	0.000
0.200	0.003	0.309	0.000
0.250	0.006	0.203	0.000
0.300	0.010	0.143	0.000
0.350	0.017	0.102	0.000
0.400	0.026	0.072	0.000
0.450	0.037	0.050	0.000
0.500	0.052	0.034	0.000
0.550	0.070	0.021	0.000
0.600	0.093	0.014	0.000
0.650	0.119	0.006	0.000
0.700	0.150	0.000	0.000

/

0.0	0.000	0.900	0.000
0.180	0.002	0.387	0.000
0.200	0.003	0.309	0.000
0.250	0.006	0.203	0.000
0.300	0.010	0.143	0.000
0.350	0.017	0.102	0.000
0.400	0.026	0.072	0.000
0.450	0.037	0.050	0.000
0.500	0.052	0.034	0.000

```

0.550    0.070    0.021    0.000
0.600    0.093    0.014    0.000
0.650    0.119    0.006    0.000
0.700    0.150    0.000    0.000
/

```

#### LSALTFNC

```

1.0    0.8  1*
4.0    0.2  1*
5.0    0.0  1*
30.5   0.0  1*
60.0   0.0  1*
/
/
-----
```

#### -- PROPRIEDADES DOS POLIMERO

---

#### SALTNODE

```

-- agua injetada      agua de formacao
 30.5                60.0 /

```

#### PLYVISCS

```

-- polymer          water viscosity
-- concentration    multiplier
-- kg/sm3           [-]
--            30.5   60.0
0.0     1.00      1.0   /
0.5     3.20      2.2   /
1       8.57      4.62   /
1.5    19.8       8.67   /
2       42.15     15.22   /
/

```

-- polymer-rock properties

#### PLYROCK

```

-- dead   residual   mass   adsorption   maximum
-- pore   resistance  density  index      polymer
-- space  factor     kg/rm3  desorp     adsorption
0.20    2.0         2600.   2        0.000024 /
0.20    2.0         2600.   2        0.000024 /

```

#### PLYADS

```

-- Ply conc.  Ply conc.
-- Adsorbed   by rock
-- kg/m3      kg/kg
0.0          0.0
0.1          0.000024
2.0          0.000024 /
0.0          0.0
0.1          0.000024
2.0          0.000024 /

```

-- polymer-salt concentrations for mixing calculations

-- maximum polymer and salt concentrations

#### PLYMAX

```

-- polymer          salt
-- concentration    concentration
-- kg/sm3           kg/sm3
2.0               60.0   /

```

-- Todd-Longstaff mixing parameter

#### PLMIXPAR

```

1.   /
-----
```

#### SHRATE

```

3.2 /

```

-- shear thinning-thickening

#### PLYSHLOG

```

-- Reference Conditions
-- Poly  Salt  Temp
 2.0   30.5  1*
/
-- water      shear
```

```

-- shear rate      effect
-- 1/day          multiplier
0.0000000001    1.0
864             0.99999
8640            0.99860
86400            0.90762
864000           0.53250
8640000          0.29072
86400000         0.16365
864000000        0.1
8640000000       0.099
/

RPTPROPS
-- PROPS Reporting Options
--
'PLYVISC'
/

-- =====
-- Section 5: REGIONS
-- =====

REGIONS

--the oil-wet saturation functions
SATNUM
4000*1 /

--rel perms and cap press when miscible
--Surfactant miscible region numbers
LWSLTNUM
4000*2 /

ECHO

-- =====
-- Section 6: SOLUTION
-- =====

SOLUTION

DATUM
3000.000      /

-- Condicoes de Equilibrio do Modelo
EQUIL
-- DATUM  P(DATUM)   WOC     PC(WOC)   GOC     PC(GOC)   Rs/Pb    Rv/Pd    OIP METHOD
  3000.0      294.0    3140.0    1*       1000.0    1*       1         0         0 /


-- Tabela de Profundidade x Pb
PBVD
  1000.000  235.86
  4000.000  235.86  /


SALTVD
-- depth      salt
--           concentration
-- m          kg/sm3  kg/sm3
  1000       60.0
  4000       60.0  /


RPTRST
'BASIC=5' 'POT' 'NORST=1' 'FREQ=6' 'SAVE=0'
'ALLPROPS'
/


-- =====
-- Section 7: SUMMARY
-- =====

SUMMARY
DATE
RUNSUM
EXCEL
SEPARATE

```

```

-- DADOS DE CAMPO
FOIP
FOPR
FLPR
FOPT
FOEW
FGPT
FWPT
FWIT
FWCT
FGOR
FWPR
FWIR
FGPR
FPR
-- DADOS DO POLIMERO
FCPC
FCPR
FCPT
FCIC
FCIR
FCIT
-- DADOS DE SALINIDADE
FSPC
FSPR
FSPT
FSIC
FSIR
FSIT

-- DADOS DE POCOS
WBHP
/
WPI
/

PERFORMA
MAXDPR
MAXDSO
MAXDSW
MAXDSG
NEWTON

-- =====
-- Section 8: SCHEDULE
-- =====

SCHEDULE

TUNING
/
/
2* 100 /

RPTRST
'BASIC=5' 'POT' 'NORST=1' 'FREQ=6' 'SAVE=0'
'ALLPROPS'
/

GRUPTREE
'GRUPO' FIELD /
/
WELSPECS
'INJ' 'GRUPO' 1 1 3025. WATER /
'PROD' 'GRUPO' 20 20 3025. OIL /
/
COMPDAT
'INJ' 1 1 1 10 OPEN 1* 1* 0.19050 1* 0.00 1* Z /
'PROD' 20 20 1 10 OPEN 1* 1* 0.19050 1* 0.00 1* Z /
/
WCONINJE
-- WELL TYPE STATUS CONTROL QMAX VMAX BHPMAX THPMAX VFP END
'INJ' WATER OPEN RATE 2000 1* 1* 1* /
/

```

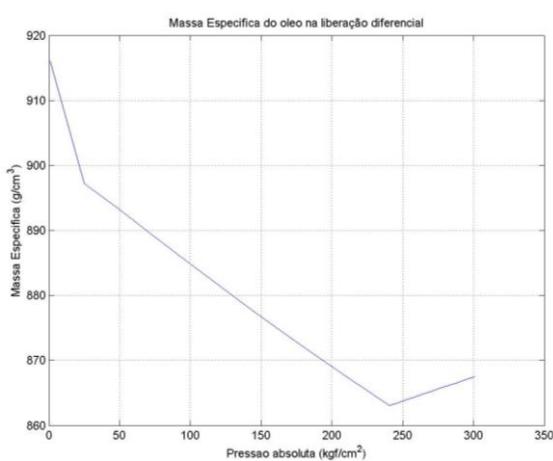
```

WCONPROD
-- WELL      STATUS   CONTRL OMAX    WMAX   GMAX   LMAX   VMAX   BHPMIN  THPMIN  WBHT  ALQ
    PROD      OPEN     BHP      1*     1*     2000    1*    196.13    1*     1*     1* /
/
WELTARG
    INJ      RESV    750.0   /
    PROD     RESV    750.0   /
/
RPTSCHE
'RESTART=1' 'SUMMARY=3' 'FIP=1'
/
RPTONLY      -- Limits the frequency of summary output

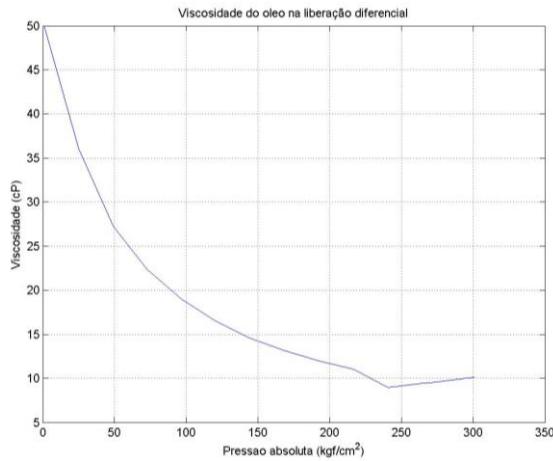
WPOLYMER
'INJ' 0.0    30.5 /
/
DATES
    1 JAN 2011 /
    31 DEC 2011 /
    31 DEC 2012 /
    31 DEC 2013 /
    31 DEC 2014 /
    31 DEC 2015 /
    31 DEC 2016 /
    31 DEC 2017 /
    31 DEC 2018 /
    31 DEC 2019 /
    31 DEC 2020 /
    31 DEC 2021 /
    31 DEC 2022 /
    31 DEC 2023 /
    31 DEC 2024 /
    31 DEC 2025 /
    31 DEC 2026 /
    31 DEC 2027 /
    31 DEC 2028 /
    31 DEC 2029 /
    31 DEC 2030 /
    31 DEC 2031 /
    31 DEC 2032 /
    31 DEC 2033 /
    31 DEC 2034 /
    31 DEC 2035 /
    31 DEC 2036 /
    31 DEC 2037 /
    31 DEC 2038 /
    31 DEC 2039 /
    31 DEC 2040 /
    31 DEC 2041 /
    31 DEC 2042 /
    31 DEC 2043 /
    31 DEC 2044 /
    31 DEC 2045 /
    31 DEC 2046 /
    31 DEC 2047 /
    31 DEC 2048 /
    31 DEC 2049 /
    31 DEC 2050 /
    31 DEC 2051 /
    31 DEC 2052 /
    31 DEC 2053 /
    31 DEC 2054 /
    31 DEC 2055 /
    31 DEC 2056 /
    31 DEC 2057 /
    31 DEC 2058 /
    31 DEC 2059 /
    31 DEC 2060 /
/
END
-- CAQUI =P

```

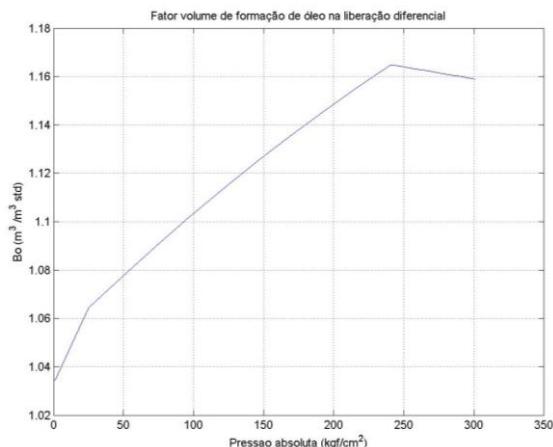
## APÊNDICE C – PROPRIEDADES DE FLUIDO UTILIZADAS PARA A MODELAGEM *BLACK OIL*



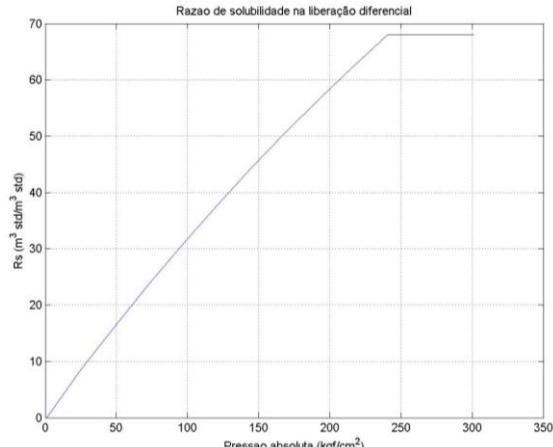
(a)



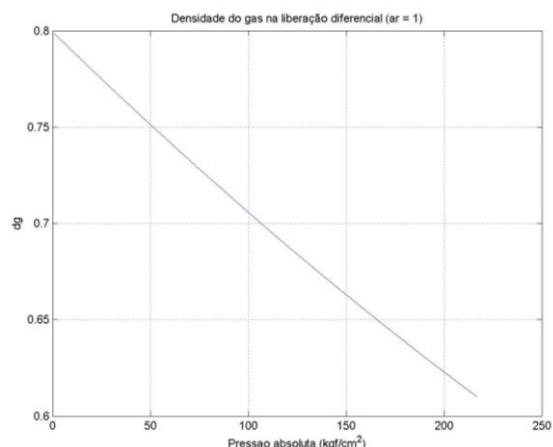
(b)



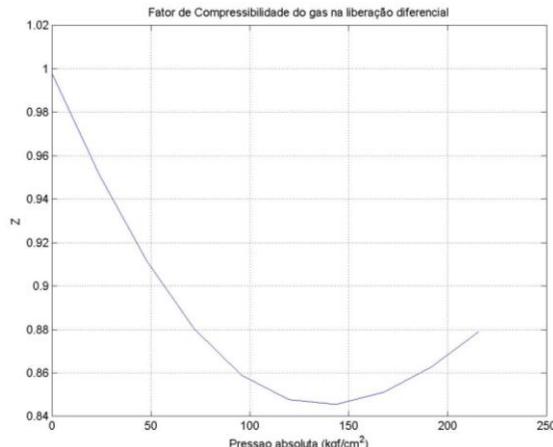
(c)



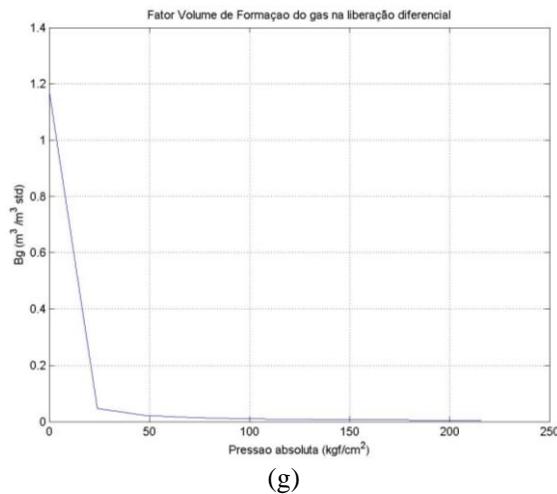
(d)



(e)



(f)



**Figura 87 – Curvas com propriedades utilizadas no modelo black oil. (a) Massa específica. (b) Viscosidade do óleo. (c) Fator Volume de formação do óleo. (d) Razão de solubilidade. (e) Densidade do gás. (f) Fator de compressibilidade do gás. (g) Fator volume de formação do gás.**