



GUILHERME NASCIMENTO RODRIGUES TEIXEIRA

**ESTUDO DA TECNOLOGIA DE SEPARAÇÃO
SUBMARINA GAS-LÍQUIDO ATRAVÉS DA
MODELAGEM INTEGRADA DA PRODUÇÃO**

CAMPINAS

2013



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GUILHERME NASCIMENTO RODRIGUES TEIXEIRA

ESTUDO DA TECNOLOGIA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA GÁS-LÍQUIDO ATRAVÉS DA MODELAGEM INTEGRADA DA PRODUÇÃO

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre, na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dr. Denis Jose Schiozer

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Guilherme Nascimento Rodrigues Teixeira, e orientada pelo Prof. Dr. Denis Jose Schiozer.

Errata. Considerar o seguinte texto: Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Prof. Dr. José Maria Campos dos Santos
Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação da
Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP
Matrícula: 220833

CAMPINAS
2013

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

T235e Teixeira, Guilherme Nascimento Rodrigues, 1982-
Estudo da tecnologia de separação submarina gás-líquido através da modelagem integrada da produção / Guilherme Nascimento Rodrigues Teixeira. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

Orientador: Denis Jose Schiozer.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Reservatórios. 2. Poços de petróleo. I. Schiozer, Denis Jose, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Study of the subsea gas-liquid separation technology through integrated production modeling

Palavras-chave em inglês:

Reservoirs

Oil wells

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

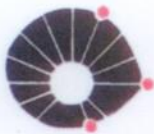
Denis Jose Schiozer [Orientador]

Osvair Vidal Trevisan

Geraldo Afonso Spinelli Martins Ribeiro

Data de defesa: 29-08-2013

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**ESTUDO DA TECNOLOGIA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA
GÁS-LÍQUIDO ATRAVÉS DA MODELAGEM INTEGRADA DA
PRODUÇÃO**

Autor: Guilherme Nascimento Rodrigues Teixeira
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:

Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
DEP/FEM/UNICAMP

Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan
DEP/FEM/UNICAMP

Dr. Geraldo Afonso Spinelli Martins Ribeiro
PETROBRAS/RJ

Campinas, 29 de agosto de 2013

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho à minha família.

AGRADECIMENTOS

À minha família, que sempre me incentivou e motivou em concluir esse trabalho, iniciado em 2006.

A todos os amigos do DEP da turma de 2006 com quem convivi durante aquele ano.

À FAPESP pelo suporte financeiro durante o ano de 2006.

À PETROBRAS pelo suporte financeiro, aos colegas da Gerência de Simulação de Reservatórios do CENPES (CENPES/PDGP/SAR) pelas dicas e sugestões e à Flavia Pacheco pela oportunidade concedida para a conclusão desse trabalho.

Ao professor Dr. Denis Jose Schiozer pela orientação, paciência e sugestões ao longo desses anos.

Ao amigo Gustavo Becerra pelo incentivo e cobrança em terminar esse trabalho.

À engenheira Lucila Massae Hayashi (PETROBRAS) pelas dicas, discussões e sugestões sobre a tecnologia de Separação Submarina Gás-Líquido, que foram fundamentais para a conclusão desse trabalho.

A todos os professores, pesquisadores e funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo da UNICAMP pela dedicação em manter o departamento bem estruturado.

“É natural no ser humano o desejo de conhecer”

Aristóteles

RESUMO

TEIXEIRA, Guilherme Nascimento Rodrigues. *Estudo da Tecnologia de Separação Submarina Gás-Líquido através da Modelagem Integrada da Produção*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2013. 147 p. Dissertação de Mestrado.

O processamento submarino é considerado uma tecnologia potencial para antecipar a produção de campos localizados em águas profundas e reduzir, em alguns casos, os custos associados às instalações de superfície. Ele pode ser definido como qualquer tratamento dado ao fluido produzido no leito submarino. Dentre as tecnologias disponíveis, a Separação Submarina Gás-Líquido (SSGL) atualmente é a mais avançada para aplicações em águas profundas. A maneira mais recomendada para quantificar as vantagens de longo prazo dessas tecnologias é através da Modelagem Integrada da Produção (MIP), uma abordagem que integra a simulação de reservatórios com o sistema de produção do campo. A motivação do presente trabalho surgiu da necessidade de quantificar o incremento de produção de óleo a ser obtido pelas tecnologias de processamento submarino. O objetivo é utilizar a MIP para comparar a produção de um reservatório através de duas tecnologias de elevação artificial: SSGL e *Gas Lift* Contínuo (GLC). A comparação entre o SSGL e o GLC foi realizada em dois estudos de casos. No primeiro, utilizou-se um modelo homogêneo para que a comparação se restringisse apenas aos métodos de elevação. No segundo caso, um modelo sintético heterogêneo, construído a partir de dados reais, foi utilizado para comparar os métodos numa situação próxima à real. Os resultados mostraram a capacidade da tecnologia SSGL em antecipar a produção de óleo, através da redução da contraressão e pelo aumento da queda de pressão no poço, conhecida como *drawdown*. Além disso, a manutenção da pressão do reservatório se mostrou um elemento chave para a tecnologia SSGL. A combinação das tecnologias (SSGL + GLC) mostrou ser uma boa opção para incrementar a produção de óleo durante um período de revitalização do campo. O SSGL foi capaz de produzir o mesmo volume de óleo que o GLC utilizando um diâmetro de coluna e linha de produção menor. Por fim, a MIP mostrou ser flexível para permitir simular casos com restrições tecnológicas, difíceis de serem consideradas apenas com a simulação de reservatórios.

Palavras-Chave

Processamento Submarino, Separação Submarina Gás-Líquido, *Gas Lift* Contínuo, Modelagem Integrada da Produção.

ABSTRACT

TEIXEIRA, Guilherme Nascimento Rodrigues. *Study of the Subsea Gas-Liquid Separation Technology through Integrated Production Modeling*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2013. 147 p. Dissertação de Mestrado.

Subsea processing is considered a potential technology to increase production in deepwater fields and reduce, in some cases, costs related to surface facilities. It can be defined as any treatment of the produced fluids performed on the seabed. Among the available technologies, Subsea Gas-Liquid Separation (SGLS) is the most advanced for deep water applications. The most recommended way to quantify the long term advantages of this technology is through Integrated Production Modeling (IPM), which integrates reservoir and surface facilities models into a single model. The motivation of the present work is the need to quantify the incremental oil recovery that might be achieved through subsea processing. The objective is to compare the production of a reservoir through two artificial lift methods: SGLS and Continuous Gas Lift (CGL). The comparison between SGLS and CGL was performed in two case studies. In the first one, a homogeneous reservoir model was used, so the comparison was focused on the artificial lift technologies. In the second case, a heterogeneous reservoir model, built with real data, was used to compare both methods in a more realistic reservoir scenario. The results showed the capability of anticipating production by the reduction of the backpressure and the increase of the drawdown through SGLS. Besides, reservoir pressure maintenance appeared as key element for this technology. A combination of the technologies (SGLS + CGL) was found to be a good option to increase oil production during the revitalization phase of the field. SGLS was able to produce the same volume of oil obtained with CGL using a smaller tubing and production diameter. IPM showed a more flexible option to simulate scenarios with technological constraints, capturing effects that are difficult to be caught using only reservoir simulation.

Key Words

Subsea Processing, Subsea Gas-Liquid Separation, Continuous Gas Lift, Integrated Production Modeling

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	vii
AGRADECIMENTOS.....	ix
RESUMO	xiii
ABSTRACT.....	xv
LISTA DE FIGURAS	xxi
LISTA DE TABELAS	xxvii
LISTA DE NOMENCLATURAS	xxix
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Motivação	3
1.2 Objetivo	4
1.3 Organização da Dissertação.....	4
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	5
2.1 Processamento Submarino.....	5
2.1.1 Separação Submarina Gás-Líquido.....	8
2.2 Simulação numérica de reservatórios e suas limitações	14
2.3 Modelagem Integrada da Produção	17
2.3.1 Uso da MIP no plano de desenvolvimento de um campo.....	18
2.3.2 Uso da MIP na otimização da produção de curto e médio prazo.....	19
2.3.3 Acoplamento explícito	20
2.4 Gradiente de pressão em tubulações.....	27

3.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	31
3.1	Processamento Submarino.....	31
3.2	Modelagem Integrada da Produção	38
4.	METODOLOGIA.....	45
4.1	Construção de um modelo integrado	45
4.1.1	Definição do objetivo	47
4.1.2	Modelagem do fluido (PVT).....	47
4.1.3	Modelagem dos submodelos	48
4.1.4	Construção do modelo integrado	48
4.1.5	Restrições operacionais e variáveis de controle.....	49
4.1.6	Lógicas operacionais	51
4.1.7	Tempo computacional e qualidade dos resultados.....	51
4.2	Modelagem do SSGL no GAP	52
4.3	Comparação das tecnologias SSGL e GLC.....	54
4.4	Valoração da tecnologia SSGL	54
5.	APLICAÇÃO	57
5.1	Modelagem do fluido	57
5.2	Modelagem do Reservatório.....	61
5.2.1	Modelo homogêneo.....	62
5.2.2	Modelo heterogêneo.....	63
5.3	Modelagem do sistema de produção e do poço.....	65
5.4	Integração dos modelos reservatório - produção	67
5.5	Estudo de caso	68
5.5.1	Estudo de Caso 1	68

5.5.2	Estudo de Caso 2.....	69
5.5.3	Estudo de Caso 3.....	70
6.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	79
6.1	Estudo de Caso 1	79
6.2	Estudo de Caso 2	84
6.3	Estudo de Caso 3	94
6.3.1	Avaliação da configuração utilizada no Estudo de Caso 2	94
6.3.2	Avaliação das Configurações 1, 2 e 3 com diâmetro da linha de produção igual a 8.0 polegadas	96
6.3.3	Avaliação das Configurações 1,2 e 3 com diâmetro da linha de produção igual a 10 polegadas para o sistema GLC.....	104
6.3.4	Combinação das tecnologias SSGL e GLC	108
6.3.5	Configuração do sistema de produção GLC necessário para igualar a produção do SSGL	116
6.3.6	Vantagens de se trabalhar com a MIP.....	118
7.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS.....	129
7.1	Conclusões.....	129
7.2	Sugestões	131
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	133
	APÊNDICE	141
I.	Algoritmo implementado no <i>Inline Element</i> no GAP	141
II.	Figuras adicionais para o Estudo de Caso 3	143

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Exemplo de um sistema com <i>manifold</i> submarino de produção.....	2
Figura 2.1. Possíveis aplicações de processamento submarino nas diferentes etapas de produção de um campo (adaptado de Gruehagen e Lim, 2009).....	6
Figura 2.2. Esquema ilustrativo para mostrar como a tecnologia de processamento submarino é capaz de reduzir a contrapressão imposta no poço.....	7
Figura 2.3. Esquemático de um poço produzindo pela tecnologia SSGL.....	8
Figura 2.4. Representação esquemática do fluxo de fluidos numa unidade SSGL (adaptado de Bon, 2009).....	9
Figura 2.5. Princípio da prevenção de formação de hidrato pela despressurização (adaptado de Bon, 2009).....	10
Figura 2.6. Curva de hidrato antes e após a separação da fase gasosa (adaptado de Di Silvestro <i>et al</i> , 2011).....	10
Figura 2.7. Sistema de separação submarino trifásico com um vaso separador horizontal (Gruehagen e Lim, 2009).....	12
Figura 2.8. Unidade de separação submarina com o vaso separador vertical instalado no leito submarino (Bon, 2009).....	12
Figura 2.9. Esquema de um separador submarino vertical localizado no poço falso (Daigle <i>et al</i> , 2012).....	13
Figura 2.10. Esquema de um separador em linha gás-líquido.....	14
Figura 2.11. Principais nós de acoplamento utilizados na técnica de Análise Nodal.....	21
Figura 2.12. Balanceamento da solução integrada no acoplamento explícito.....	22
Figura 2.13. Tipos de acoplamento explícito (adaptado de Avocet, 2008).....	24

Figura 2.14. Diferença na curva de IPR gerada pelo simulador de reservatórios daquela que tende a ser mais representativa (Resolve, 2012).	25
Figura 2.15. Problemas de instabilidade possíveis de ocorrer durante uma simulação integrada. 26	
Figura 2.16. Ilustração do conceito de gradiente de pressão.	27
Figura 3.1. Porcentagem de reservas e produção da Petrobras em 2004 (Salies, 2005).	33
Figura 3.2. Projeto piloto do VASPS instalado no Campo de Marimba.	34
Figura 3.3. Estação de separação, bombeamento e injeção instalado no Campo de Tordis (Jansa e Dessenberger, 2010).	35
Figura 3.4. Tecnologia SSGL aplicada nos Campos de Perdido e BC-10.	36
Figura 3.5. Esquema ilustrativo da unidade de separação submarina instalado no Campo de Pazflor (adaptado de Bon, 2009).	37
Figura 3.6. Projeto piloto do SSAO Marlim (adaptado de Orłowski <i>et al</i> , 2012).	38
Figura 3.7. Sistema complexo de produção utilizado no acoplamento reservatório – produção (adaptado de Emanuel e Ranney, 1981).	39
Figura 3.8. Sistema modular presente no GFPT (Hooi <i>et al</i> , 1993).	41
Figura 3.9. Modelagem simplificada da unidade de processamento no PEGASUS (Lyons <i>et al</i> , 1995).	42
Figura 4.1. Fluxograma geral para a construção de um modelo integrado.	46
Figura 4.2. Conexão entre os submodelos de reservatório, de produção e de processamento no RESOLVE.	49
Figura 4.3. Esquema de um poço produzindo pela tecnologia SSGL.	52
Figura 4.4. Modelagem do sistema de produção SSGL no GAP.	53
Figura 4.5. Arquivo usado para gerar os resultados nas datas pré-determinadas.	55
Figura 5.1. Resultados do ajuste da equação de estado a partir dos dados experimentais de liberação diferencial.	59

Figura 5.2. Curva das propriedades do modelo de fluido <i>Black-Oil</i> para o simulador de reservatórios.....	60
Figura 5.3. Propriedades PVT do óleo após o ajuste através de correlações <i>Black-Oil</i> no PROSPER.....	61
Figura 5.4. Visualização 3D do mapa de saturação de óleo e a configuração dos poços utilizada para o Estudos 1 e 2.....	63
Figura 5.5. Curva de permeabilidade relativa utilizada no modelo homogêneo.	63
Figura 5.6. Visualização 3D do mapa de saturação de óleo e as três configurações dos poços utilizadas para o Estudo de Caso 3.	64
Figura 5.7. Seção do mapa de porosidade e permeabilidade e a indicação da presença de camadas de alta permeabilidade, mostrando a complexidade do modelo heterogêneo.	65
Figura 5.8. Modelo do sistema de produção e poço para a tecnologia GLC.....	66
Figura 5.9. Modelo do sistema de produção e poço para a tecnologia SSGL.	66
Figura 5.10. Tela do GAP com a inclusão da linha de <i>bypass</i> para contornar o elemento SSGL.	72
Figura 5.11. Configuração do GAP após a mudança da tecnologia SSGL para a GLC.....	73
Figura 5.12. Tela principal para inclusão da lógica operacional pós-solve para determinar a vazão de água removida no leito submarino (visualização do subfluxograma).	75
Figura 5.13. Tela principal para inclusão da lógica operacional pós-solve para determinar o GVF (visualização do subfluxograma).....	75
Figura 5.14. Lógica operacional para determinar o fator multiplicativo da vazão de água (dentro do subfluxograma).....	77
Figura 5.15. Lógica operacional para determinar o GVF (dentro do subfluxograma).	77
Figura 6.1. Resultado comparativo obtido pela simulação de reservatórios (IMEX) e integrada (MIP) do Cenário 1.1.....	80
Figura 6.2. Resultado comparativo obtido pela simulação de reservatórios (IMEX) e integrada (MIP) do Cenário 1.2.....	81

Figura 6.3. Curva de produção de óleo do Cenário 1.3.....	82
Figura 6.4. Perda de carga na linha de gás do Cenário 1.3 para a tecnologia SSGL.....	82
Figura 6.5. Pressão do reservatório e RGO do poço produtor do Cenário 1.3.	83
Figura 6.6. WHP do poço produtor do Cenário 1.3.....	84
Figura 6.7. Curvas de produção de líquido e óleo dos Cenários 2.1, 2.2 e 2.3.	85
Figura 6.8. Pressão na cabeça do poço para poço PROD-1 e Cenário 2.3.	86
Figura 6.9. Queda de pressão no poço PROD-1 e Cenário 2.3.	87
Figura 6.10. Curvas de água produzida e injetada dos Cenários 2.1, 2.2 e 2.3.	88
Figura 6.11. Curvas de produção de líquido e óleo dos Cenários 2.2 e 2.3; tecnologia GLC com diâmetro de 10 polegadas para a linha de produção multifásica.	90
Figura 6.12. Curvas de produção de óleo e líquido dos Cenários 2.2, 2.3 e 2.5; diâmetro da linha de produção para ambas as tecnologias igual a 8 polegadas.	91
Figura 6.13. Vazão de água injetada dos Cenários 2.3, 2.4 e 2.5.	92
Figura 6.14. Queda de pressão e pressão média do reservatório referente à área de drenagem do poço PROD-3 e Cenário 2.4; diâmetro da linha de produção para ambas as tecnologias igual a 8 polegadas.	93
Figura 6.15. Curva de produção de óleo utilizando-se a mesma configuração dos poços do Estudo de Caso 2.	95
Figura 6.16. Curva de produção total de líquido e óleo para as Configurações 1.....	97
Figura 6.17. Curva de produção total de líquido e óleo para as Configurações 2.....	98
Figura 6.18. Curva de produção total de líquido e óleo para as Configurações 3.....	99
Figura 6.19. Vazão incremental de óleo obtida com o SSGL.	100
Figura 6.20. Vazão incremental de óleo dos poços PROD-2 e PROD-3.	102
Figura 6.21. Pressão média da área de drenagem do poço PROD-2 para as Configurações 1 e 2.	103

Figura 6.22. Curva de produção de óleo do Cenário 1.....	105
Figura 6.23. Curva de produção de óleo do Cenário 2.....	105
Figura 6.24. Curva de produção de óleo do Cenário 3.....	106
Figura 6.25. Vazão incremental de óleo do Cenário 1.....	107
Figura 6.26. Vazão incremental de óleo do Cenário 2.....	107
Figura 6.27. Vazão incremental de óleo do Cenário 3.....	108
Figura 6.28. Perda de carga na coluna de produção para o poço PROD-1 e Configuração 1.....	109
Figura 6.29. Perda de carga na coluna de produção para o poço PROD-2 e Configuração 1.....	109
Figura 6.30. Perda de carga na coluna de produção para o poço PROD-3 e Configuração 1.....	110
Figura 6.31. Curva de produção de líquido e óleo mostrando o ganho obtido com a combinação das tecnologias SSGL e GLC.....	111
Figura 6.32. Queda de pressão e perda de carga na coluna de produção do poço PROD-1.....	112
Figura 6.33. Vazão incremental de óleo.....	113
Figura 6.34. Curva de produção de líquido e óleo mostrando o efeito da alteração da tecnologia SSGL para GLC.....	114
Figura 6.35. Ampliação da área circulada da curva de produção total de óleo.....	115
Figura 6.36. Curva de produção de óleo igual obtida para o SSGL e GLC para a Configuração 1.	116
Figura 6.37. Curva de produção de óleo igual obtida para o SSGL e GLC para a Configuração 2.	117
Figura 6.38. Curva de produção de óleo igual obtida para o SSGL e GLC para a Configuração 3.	117
Figura 6.39. Δp e potência da bomba para a Configuração 1.....	119
Figura 6.40. Δp e potência da bomba para a Configuração 2.....	120
Figura 6.41. Δp e potência da bomba para a Configuração 3.....	121

Figura 6.42. Δp das bombas para o diâmetro interno da linha de líquido 10 polegadas – Configuração 1.	122
Figura 6.43. Influência do GVF no Δp da bomba hipotética – PROD-1.....	123
Figura 6.44. Influência do GVF no Δp da bomba hipotética – PROD-2.....	123
Figura 6.45. Influência do GVF no Δp da bomba hipotética – PROD-3.....	124
Figura 6.46. Δp do trecho horizontal e vertical para o poço PROD-1.....	125
Figura 6.47. Δp da bomba hipotética de cada poço honrando a restrição.	127
Figura 6.48. GVF necessário calculado para honrar a restrição.	127
Figura 6.49. Volume de água produzida descartada no leito submarino para honrar a restrição.	128
Figura II.1. Volume de água produzida no Estudo de Caso 3 para a Configuração 1.....	143
Figura II.2. Volume de água produzida no Estudo de Caso 3 para a Configuração 2.....	144
Figura II.3. Volume de água produzida no Estudo de Caso 3 para a Configuração 3.....	145
Figura II.4. Volume de água produzida para as quatro alternativas de produção estudadas na Configuração 1.	146
Figura II.5. Volume de água produzida para as quatro alternativas de produção estudadas na Configuração 1.	147

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 Primeiros casos de processamento submarino (adaptado de Jansa e Dessenberger, 2010).....	32
Tabela 3.2. Regras de produção (restrições e ações) possíveis de serem incluídas durante uma simulação integrada (Breux <i>et al</i> , 1985).....	40
Tabela 5.1. Propriedades do fluido utilizado nesse trabalho	58
Tabela 5.2. Características dos modelos de reservatório homogêneo e heterogêneo.....	62
Tabela 5.3. Características dos sistemas de produção e poço para as tecnologias GLC e SSGL .	67
Tabela 5.4. Características dos cenários do Estudo de Caso 1	68
Tabela 5.5. Características dos cenários do Estudo de Caso 2.	69
Tabela 5.6. Cronograma de abertura dos poços produtores e injetores.....	70
Tabela 5.7. Cronograma de abertura dos poços da Configuração 2.	71
Tabela 5.8. Cronograma de abertura dos poços da Configuração 3.	71
Tabela 6.1. Volume incremental de óleo obtido através do SSGL.....	101
Tabela 6.2. Produção acumulada e fator de recuperação obtidos pelas tecnologias GLC e SSGL nas Configurações 1, 2 e 3.....	104
Tabela 6.3. Volume incremental de óleo obtido pelo SSGL, comparado com o sistema GLC de 8 e 10 polegadas.	106
Tabela 6.4. Produção acumulada e fator de recuperação obtidos pelas tecnologias GLC e SSGL nas Configurações 1, 2 e 3.....	108
Tabela 6.5. Produção acumulada de óleo e fator de recuperação obtidos pelas tecnologias SSGL, GLC e SSGL+GLC para a Configuração 1	113

Tabela 6.6. Produção acumulada e fator de recuperação das quatro alternativas de elevação artificial estudadas	115
Tabela 6.7. Diâmetro interno da coluna e linha de produção utilizada por cada tecnologia para obter a mesma curva de produção de óleo.....	117
Tabela 6.8. Δp do trecho vertical separado nos termos de gravidade e fricção para o poço PROD-1 e GVF igual a zero.....	126
Tabela 6.9. Δp do trecho vertical separado nos termos de gravidade e fricção para o poço PROD-1 e GVF igual a 0.2.....	126

LISTA DE NOMENCLATURAS

Abreviações

PROD	Poço Produtor
INJ	Poço Injetor
PVT	Pressão, Volume e Temperatura
Pot	Potência da bomba
FWINJ	Fator de multiplicação da vazão de água produzida
Petex	Petroleum Experts

Letras Latinas

p	Pressão
p_e	Pressão estática no raio de drenagem igual a r_e
g	Força da gravidade
S_o	Saturação de óleo
h	Espessura da areia
B_o	Fator Volume Formação do óleo
q_o	Vazão volumétrica do óleo
z	Cota vertical
k	Permeabilidade efetiva da rocha
k_{ro}	Permeabilidade relativa ao óleo
r_e	Raio de drenagem equivalente de Peaceman
r_w	Raio do poço

p_{wf}	Pressão de fundo do poço
s	Dano no poço (<i>skin</i>)
L	Comprimento da tubulação
d	Diâmetro da tubulação
f_M	Fator de atrito de Moody
v	Velocidade superficial

Letras Gregas

ρ_o	Massa específica do óleo
ϕ	Porosidade da rocha
μ_o	Viscosidade do óleo
λ_o	Mobilidade do óleo
θ	Ângulo de inclinação
Δp	Diferença de pressão

Siglas

ANM	Árvore de Natal Molhada
BHP	Pressão de fundo do poço (<i>Bottom Hole Pressure</i>)
CMG	Computer Modeling Group
FVM	Fluxo Vertical Multifásico
GLC	<i>Gas Lift</i> Contínuo
GVF	Fração de volume de gás (<i>Gas Volume Fraction</i>)
IAM	<i>Integrated Asset Modeling</i>
IPM	<i>Integrated Production Modeling</i>
IPR	Curva de pressão disponível (<i>Inflow Performance Relationship</i>)

MIP	Modelagem Integrada da Produção
PVM	<i>Parallel Virtual Machine</i>
RGL	Razão Gás-Líquido
RGLI	Razão Gás Injetado-Líquido
RGO	Razão Gás-Óleo
SSAO	Separação Submarina Água-Óleo
SSGL	Separação Submarina Gás-Líquido
UEP	Unidade Estacionária de Produção
VASPS	<i>Vertical Annular Separation and Pumping System</i>
VLP	Curva de pressão requerida (<i>Vertical Lift Performance</i>)
WC	Corte de Água (<i>Water Cut</i>)

Subscritos

a	Componente de aceleração
grav	Componente da gravidade
f	Componente da fricção
M	Moody
MB	Mistura bifásica
o	Relativo à fase óleo
w	Relativo à fase água
g	Relativo à fase gás
std	Relativo à condição padrão de temperatura e pressão

1. INTRODUÇÃO

Uma das principais tarefas do engenheiro de reservatórios é prever o comportamento futuro de reservatórios de forma a elaborar um eficiente plano de drenagem de campos de petróleo. Com o avanço computacional observado nas últimas décadas, cada vez mais a simulação numérica de reservatórios tem sido utilizada para tal propósito, visto que, ao incorporar informações provenientes da geologia, geofísica, petrofísica com as propriedades dos fluidos e geometria dos poços, possibilita simular a produção de um reservatório através de modelos mais realistas e complexos, tornando o estudo mais confiável.

Os atuais simuladores de reservatórios também permitem simular a queda de pressão que ocorre dentro do poço (coluna de produção) e no sistema de produção (linhas de produção, conjunto de *flowlines* e *risers*) através do uso de tabelas de Fluxo Vertical Multifásico (FVM). Essas tabelas podem ser previamente geradas em programas específicos e correlacionam a pressão de fundo do poço (BHP – *Bottom Hole Pressure*) em função de variáveis como: vazão de líquido, Razão Gás-Óleo (RGO), fração de água (WC - *Water Cut*) e pressão no nó a jusante, que, normalmente, corresponde à pressão na cabeça do poço (WHP – *Well Head Pressure*), no *manifold* submarino de produção ou no *header* de produção na plataforma. Além disso, as variáveis relacionadas ao método de elevação artificial também são utilizadas, como a vazão de injeção de *gas lift*, ou Razão Gás Injetado-Líquido (RGLI) e a frequência da bomba.

Atualmente, é possível representar nos simuladores de reservatórios a modelagem de sistemas de produção mais complexos, como, por exemplo, a presença de *manifolds* submarinos. A Figura 1.1 ilustra um exemplo, no qual um *manifold* recebe a produção de três poços de um reservatório e a envia a uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) através de uma única tubulação. Nesse caso, a rede de escoamento no simulador de reservatórios seria representada por quatro tabelas FVM: três referentes ao escoamento do fundo do poço ao *manifold* (FVM 1, FVM 2 e FVM 3) e uma do *manifold* ao separador de produção (FVM 4).

A possibilidade de incluir o sistema de produção nos simuladores de reservatórios torna os modelos ainda mais realistas, visto que ao incorporar o efeito da contrapressão imposta pelo sistema no poço, o impacto na produção pode ser contabilizado. É importante notar que essa abordagem constitui apenas uma simplificação do sistema de produção e, portanto, não substitui

um programa desenvolvido especialmente para investigar todos os fenômenos que ocorrem durante o escoamento de petróleo numa tubulação, tais como os gradientes de pressão e temperatura, questões de garantia de escoamento (*e.g.* formação de hidratos e deposição de parafina) e a identificação de gargalos.

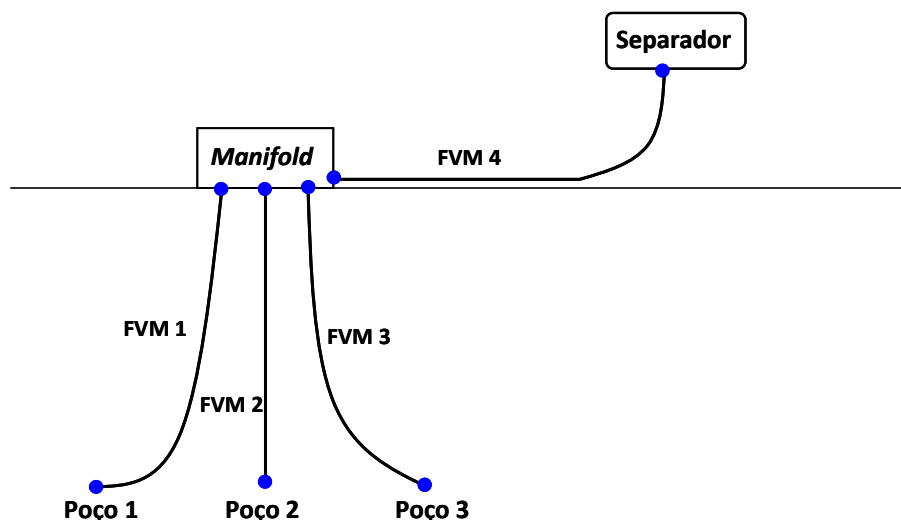


Figura 1.1. Exemplo de um sistema com *manifold* submarino de produção.

A escolha por representar o sistema de produção nos simuladores de reservatórios ou utilizar um simulador específico depende dos objetivos do estudo ou da complexidade do mesmo. Em alguns casos, torna-se muito complicado, ou inviável, representar todo o sistema de produção num simulador de reservatórios, sendo mais interessante, portanto, acoplar o simulador de reservatórios a um simulador de produção.

A Modelagem Integrada da Produção, MIP (*Integrated Production/Asset Modeling*, IPM ou IAM), é uma abordagem que possibilita simular o escoamento dos fluidos desde o reservatório às unidades de processamento, incluindo também os cálculos econômicos. O principal objetivo da MIP é integrar a modelagem de engenharia de reservatórios, de produção¹, de processamento e econômica, permitindo maior interação entre os subsistemas e a possibilidade de realizar estudos investigativos mais robustos e multidisciplinares, contribuindo para um melhor gerenciamento do

¹ Nesse trabalho, a engenharia de produção representa a disciplina de elevação e escoamento de petróleo, responsável pelo escoamento desde o fundo do poço ao separador de produção, na UEP

campo, além de dar maior subsídio na tomada de decisão de curto, médio e longo prazo (Rotondi *et al*, 2008).

O processamento submarino pode ser definido como qualquer tratamento dado ao fluido no leito submarino e é uma das tecnologias mais promissoras a ser aplicada nos campos de petróleo e gás, tanto novos (*Greenfields*) quanto maduros (*Brownfields*), como forma de: antecipar a produção, aumentar o fator de recuperação e viabilizar o desenvolvimento de campos marginais. Ao levar parte da planta de processamento da UEP ao leito submarino, a contrapressão imposta pelo sistema de produção no poço é reduzida, possibilitando incrementar sua produção. Essa vantagem se torna mais importante em campos localizados em águas profundas e ultraprofundas, nos quais a pressão gerada pela coluna hidrostática e a perda de carga por fricção são muito maiores do que num ambiente de águas rasas. As tecnologias de processamento submarino mais amplamente estudadas são (Vu *et al*, 2009; Davies *et al*, 2010; Euphemio *et al*, 2009):

- Bomba Multifásica, Separação Submarina Gás-Líquido (SSGL) e Separação Submarina Água-Óleo (SSAO) para campos produtores de óleo e
- Compressão de Gás para campos produtores de gás

A justificativa para a opção pelas tecnologias de processamento submarino baseia-se no incremento econômico que essas tecnologias trarão a um projeto, que corresponde ao valor adicional sobre o valor que tal projeto teria se utilizasse as tecnologias convencionais. Além dos custos iniciais (CAPEX – *Capital Expenditure*) e operacionais (OPEX – *Operational Expenditure*), é necessário saber o incremento no volume de óleo, água e gás para poder realizar essa comparação. Jansa e Dessenberger (2010) afirmam que a maneira mais recomendada para estimar o incremento na recuperação de óleo é através da Modelagem Integrada da Produção, por permitir simular, de forma mais robusta, os fenômenos físicos que ocorrem desde o reservatório ao ponto de entrega.

1.1 Motivação

As recentes descobertas na área conhecida como Pré-Sal na costa brasileira, localizada em águas profundas e ultraprofundas, tornaram o uso de tecnologias de processamento submarino, em particular a SSGL, mais atraentes, devido à possibilidade de incrementar e antecipar a

produção e, portanto, aumentar a receita de projetos. Além disso, a SSGL tem a vantagem de minimizar riscos de Garantia de Escoamento devido à formação de hidratos em ambientes de alta pressão e baixa temperatura, pela separação física das correntes de água e gás. A motivação desse trabalho consiste, portanto, em estudar a simulação de reservatórios produzindo através da tecnologia de processamento submarino SSGL, além de identificar a necessidade da MIP no processo.

1.2 Objetivo

O objetivo desse trabalho é utilizar a MIP, baseado na recomendação proposta por Jansa e Dessenberger (2010), para comparar a previsão de produção de um reservatório através da SSGL com a previsão de produção por *Gás Lift* Contínuo (GLC), que é hoje o principal método de elevação artificial utilizado em campos marítimos.

1.3 Organização da Dissertação

O presente trabalho é dividido em sete capítulos. O Capítulo 1 faz uma breve introdução sobre a importância das tecnologias de processamento submarino e do uso da Modelagem Integrada da Produção. No Capítulo 2, os conceitos e fundamentos teóricos relacionados aos principais tópicos desse trabalho são apresentados. O Capítulo 3 trata da revisão da literatura, no qual são relatados os principais desenvolvimentos relacionados aos equipamentos de processamento submarino, bem como as iniciativas de acoplamento da modelagem reservatório – produção. A metodologia utilizada para modelar os sistemas de produção submarinos estudados é apresentada no Capítulo 4 e as aplicações são descritas no Capítulo 5. O Capítulo 6 apresenta os resultados e discussões observados no trabalho. No Capítulo 7, são apresentadas as conclusões e recomendações para futuros desenvolvimentos nessa área.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentados os principais conceitos e fundamentos relacionados a esse trabalho. Inicialmente, serão descritos os equipamentos de processamento submarino, suas vantagens e limitações tecnológicas ainda presentes, destacando-se a SSGL. Em seguida, é analisada a limitação dos simuladores de reservatório para aplicações em sistemas de produção mais complexos. Por fim, as vantagens da MIP serão apresentadas.

2.1 Processamento Submarino

Os sistemas de produção submarinos são projetados para transportar uma mistura multifásica de óleo, água e gás em tubulações desde o fundo do poço produtor à UEP. Para que o fluido consiga chegar à UEP, ele necessita possuir energia suficiente para vencer a contrapressão gerada pelas perdas por fricção e hidrostática impostas pela coluna e linha de produção e pela pressão de operação do separador gravitacional de primeiro estágio. Normalmente, em sistemas marítimos, são utilizados métodos convencionais de elevação artificial como, por exemplo, o Bombeio Centrífugo Submerso e o GLC, para garantir a viabilidade econômica do projeto. Essas tecnologias ainda continuam sendo aplicadas com sucesso em campos marítimos, localizados em águas rasas e profundas com boa infraestrutura para o escoamento e armazenamento de óleo.

Atualmente, visando manter ou aumentar suas reservas, a tendência das companhias operadoras está na exploração e produção de reservatórios não convencionais (*e.g. Tight Gas, Shale Gas e Shale Oil*), reservatórios localizados em regiões inóspitas (*e.g. Ártico*) e reservatórios localizados em águas profundas e ultraprofundas (*e.g. Pré-Sal na costa leste brasileira*). Com exceção dos reservatórios não-convencionais, os outros cenários apresentam características tais que podem não ser viáveis de serem produzidos a partir de tecnologias convencionais, como baixa permeabilidade, porosidade, pressão e temperatura, além de se localizarem em regiões distantes de instalações de superfície. Uma das opções para viabilizar a produção destes reservatórios é levar parte da planta de processamento para o leito submarino, pois, assim, consegue-se aumentar a produção reduzindo-se o CAPEX, seja através da interligação com instalações existentes ou UEP idealmente menores.

O processamento submarino pode ser definido como qualquer tratamento dado ao fluido no leito submarino antes da sua chegada à UEP. As tecnologias de processamento submarino mais amplamente estudadas são (Vu *et al*, 2009; Davies *et al*, 2010; Euphemio *et al*, 2009):

- Bomba Multifásica, Separação Submarina Água-Óleo e Separação Submarina Gás-Líquido para campos produtores de óleo e
- Compressão de gás para campos produtores de gás

As tecnologias de processamento submarino, também conhecidas como *Boosting*, estão sendo desenvolvidas com o objetivo de antecipar a produção de um campo, seja no início da sua vida produtiva ou durante sua fase de declínio, conforme ilustrado na Figura 2.1. Segundo Jansa e Dessenberger (2010), seu uso é mais atrativo para campos novos, pois o incremento de produção é maior e o custo da UEP pode ser reduzido, pois a mesma já é projetada para esse tipo de sistema. No caso de campos maduros, seriam necessárias modificações na UEP para interligá-la com o sistema submarino, muitas vezes a um custo elevado.

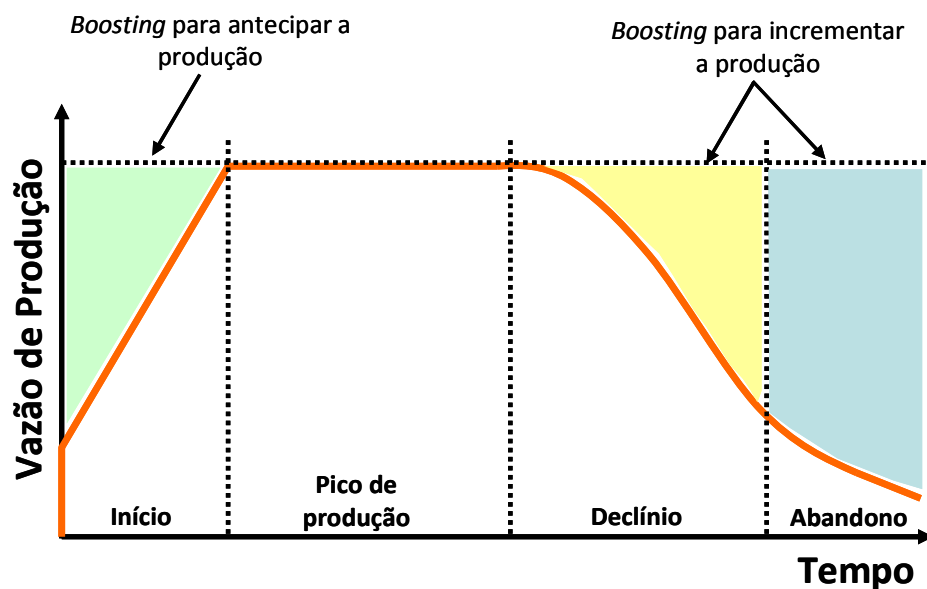


Figura 2.1. Possíveis aplicações de processamento submarino nas diferentes etapas de produção de um campo (adaptado de Gruehagen e Lim, 2009).

Dentre as tecnologias citadas acima para campos de óleo, o maior destaque e, por isso motivo de estudo desse trabalho, é a SSGL. A SSAO é mais recomendada para aplicações em campos maduros, cuja produção de água é significativa, a UEP encontra-se limitada na

capacidade de tratamento de água produzida e se houver algum destino para a mesma, como a reinjeção para descarte ou para manutenção da pressão do reservatório. O bombeio multifásico, apesar de poder ser considerado uma tecnologia já qualificada, está limitado a um incremento de pressão (Δp) máximo que pode ser insuficiente para campos localizados em águas profundas e ultraprofundas.

Em relação às tecnologias convencionais, os sistemas *Boosting* promovem a antecipação da produção de óleo. Isso é feito pela redução da contrapressão imposta no poço pelo sistema de produção e, consequentemente, a queda de pressão no poço, que é a pressão média da área de drenagem do poço menos a pressão de fundo do poço, conhecido como *drawdown* pode ser aumentada. Para facilitar o entendimento deste efeito do uso de tecnologias de processamento submarino, a Figura 2.2 ilustra um exemplo comparativo de um poço produzindo com GLC (Figura 2.2a) e SSGL (Figura 2.2b).

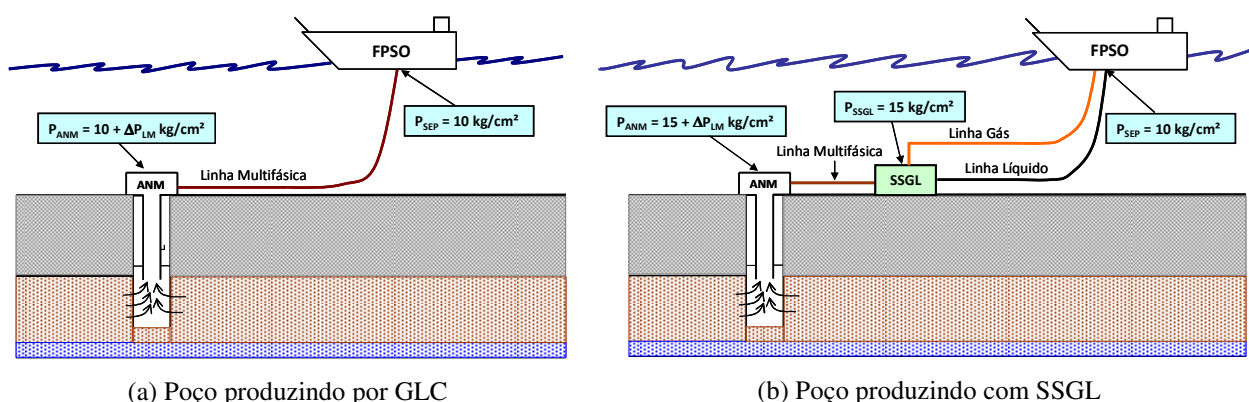


Figura 2.2. Esquema ilustrativo para mostrar como a tecnologia de processamento submarino é capaz de reduzir a contrapressão imposta no poço.

Nesse exemplo, considerou-se que a pressão na chegada da UEP, em ambos os casos, foi fixada em 10 kgf/cm², valor típico da pressão do separador primário. No caso do GLC, a pressão na Árvore de Natal Molhada (ANM) corresponde à pressão na UEP acrescida da perda de carga na linha de produção multifásica. Considerando que essa perda de carga seja igual a 100 kgf/cm², a contrapressão imposta na ANM seria de 110 kgf/cm². Por outro lado, no SSGL, a pressão no separador submarino depende da perda de carga na linha de gás que, no exemplo acima, considerou-se um valor igual a 5 kgf/cm². Considerando que a SSGL esteja próxima à ANM e, portanto, a perda de carga na linha multifásica é pequena (*e.g.* 2 kgf/cm²), a contrapressão na

ANM seria a pressão de operação da SSGL acrescida da perda de carga na linha multifásica, ou seja, igual a 17 kgf/cm². Dessa maneira, pode-se perceber que a pressão de abandono de um poço com tecnologia SSGL é menor do que com tecnologia GLC. Mais ainda, a maior queda de pressão no poço garante maiores vazões de produção, para uma dada produtividade do poço, propiciando a antecipação da produção.

2.1.1 Separação Submarina Gás-Líquido

A SSGL, como o próprio nome já diz, separa a fase gasosa da fase líquida no leito submarino. Dessa maneira, o gás é escoado à UEP por um gasoduto enquanto que o líquido é bombeado e escoado à UEP por outro duto, conforme ilustrado na Figura 2.3. Isso traz uma enorme vantagem para aplicações em águas profundas e ultraprofundas, principalmente quando comparado ao bombeio multifásico, pois permite utilizar bombas centrífugas monofásicas, que apresentam grande confiabilidade e são capazes de gerar incrementos de pressão suficientes para escoar o fluido desde o leito submarino à UEP.

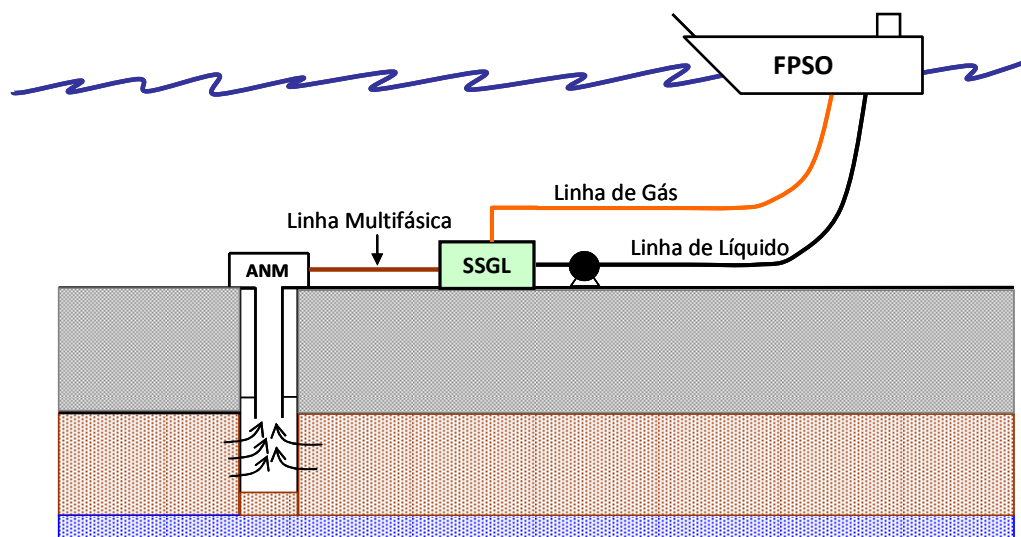


Figura 2.3. Esquemático de um poço produzindo pela tecnologia SSGL.

A Figura 2.4 ilustra o esquema de fluxo presente na unidade SSGL projetada para o Campo de Pazflor, no qual é possível observar que o equipamento apresenta certo grau de complexidade para operação, além de exigir uma boa confiabilidade dos sistemas de controle e atuação. Observa-se que o controle da pressão do separador é feito através de uma válvula localizada na

linha de gás na UEP e a vazão de líquido que segue do vaso separador à UEP é regulada pelo controle de nível do separador. Portanto, a válvula *choke* para controlar a produção deve ser instalada à montante da unidade SSGL, seja na cabeça do poço ou próxima da unidade de separação.

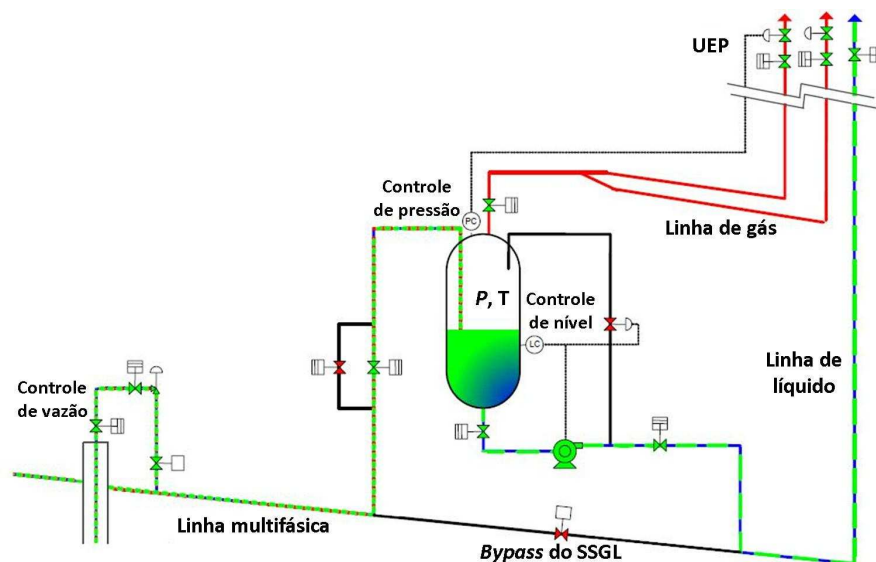


Figura 2.4. Representação esquemática do fluxo de fluidos numa unidade SSGL (adaptado de Bon, 2009).

Separar a fase gasosa da fase líquida traz benefícios relacionados à garantia de escoamento, considerada uma das questões mais críticas para viabilizar a produção em águas profundas e ultraprofundas. Uma das vantagens ocorre em caso de parada do poço, conforme exemplo ilustrado na Figura 2.5. A SSGL facilita o controle de prevenção de formação de hidrato através da depressurização da linha de gás, o que mantém o fluido fora do envelope de formação de hidrato. A separação física das correntes gasosa e líquida permite reduzir custos referentes ao isolamento térmico de linhas e produtos químicos, como o inibidor de formação de hidrato. Como o óleo ainda não está estabilizado após a separação submarina (ainda haverá a formação de gás ao longo da linha de líquido), a depender da pressão de separação, menores exigências de isolamento térmico são também observadas na linha de líquido, pois a separação da fase gasosa desloca a curva de formação de hidrato da fase líquida para a esquerda, ilustrado na Figura 2.6 (Magi *et al*, 2012; Hannisdal *et al*, 2012).

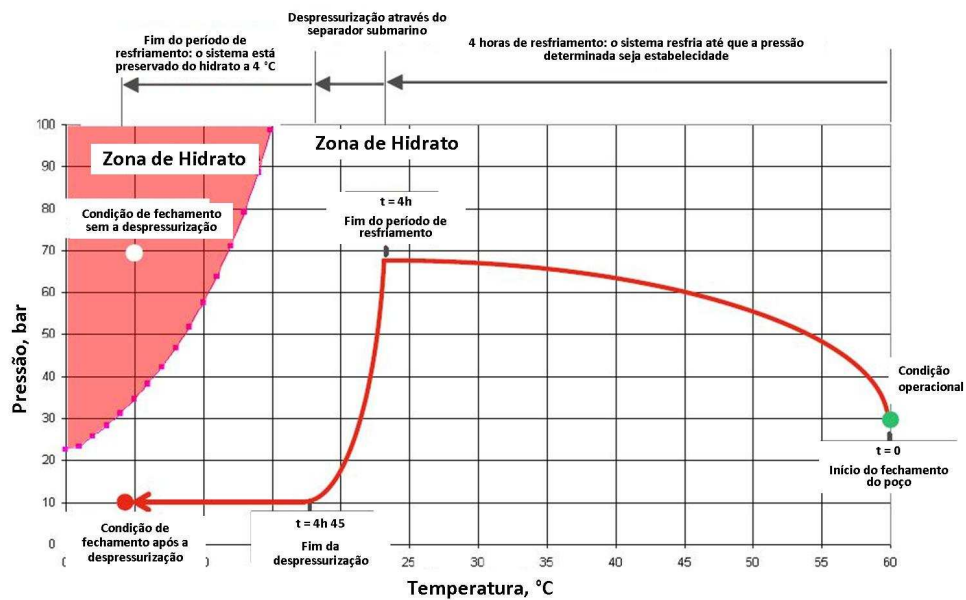


Figura 2.5. Princípio da prevenção de formação de hidrato pela despressurização (adaptado de Bon, 2009).

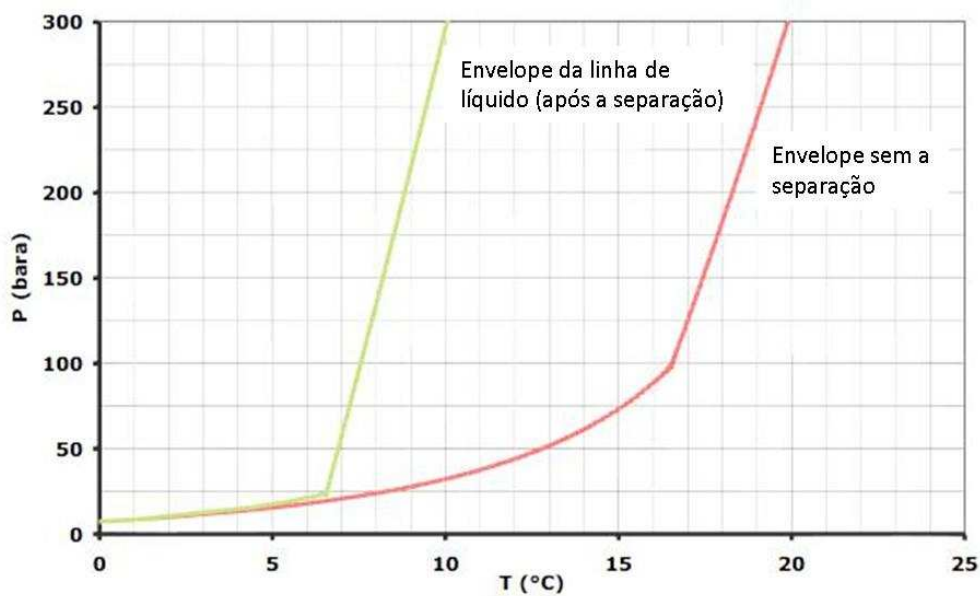


Figura 2.6. Curva de hidrato antes e após a separação da fase gasosa (adaptado de Di Silvestro *et al*, 2011).

Outro benefício relacionado ao uso de tecnologias submarinas, nesse caso não apenas restrito à SSGL, é a sua capacidade de absorver regimes de escoamento instáveis, como a golfada, bastando que o separador seja projetado com essa capacidade. Isso garante um escoamento mais estável no *riser* de produção, reduzindo vibrações e possibilitando reduzir o tamanho do vaso separador de primeiro estágio na UEP (Id).

O risco de adotar novas tecnologias sempre é maior, pois os custos de investimento são maiores e a possibilidade da tecnologia não gerar os resultados previstos pode resultar em perdas econômicas consideráveis. No entanto, no caso da SSGL e de outras tecnologias de processamento submarino, os resultados e o aprendizado desses novos projetos que estão iniciando sua operação serão fundamentais para melhorar o desenvolvimento dessas tecnologias. Ainda existem muitos desafios tecnológicos que necessitam de melhorias para os próximos anos. Por exemplo, existem questões relacionadas à química do petróleo, como formação de emulsão, espuma, naftenato e gelificação que necessitam ser levadas em consideração, pois sua formação depende da temperatura e pressão; a necessidade de sistemas de controles mais confiáveis, como os instrumentos para o controle de nível (válvulas reguladoras e atuadores rápidos) e os de monitoramento do arraste de líquido na corrente gasosa (*Liquid Carry Over*) e de gás na corrente de óleo (*Gas Carry Under*) (Magi *et al*, 2012).

Atualmente, os separadores utilizados em unidades SSGL existentes podem ser divididos em três tipos: separadores horizontais (Figura 2.7), separadores verticais localizados no leito submarino (Figura 2.8) e separadores verticais localizados em um “poço falso” (Figura 2.9). Os dois primeiros tipos apresentam restrições mecânicas e de fabricação para aplicações em águas profundas e ultraprofundas. Para suportar a pressão hidrostática da coluna de água, é necessária uma espessura de parede do vaso que torna seu custo muito elevado, além de existir um limite de peso para o içamento do sistema durante a instalação. Segundo Magi *et al* (2012), os separadores existentes foram dimensionados mais em função do seu peso do que em função da sua eficiência de separação.



Figura 2.7. Sistema de separação submarino trifásico com um vaso separador horizontal (Gruehagen e Lim, 2009)



Figura 2.8. Unidade de separação submarina com o vaso separador vertical instalado no leito submarino (Bon, 2009).

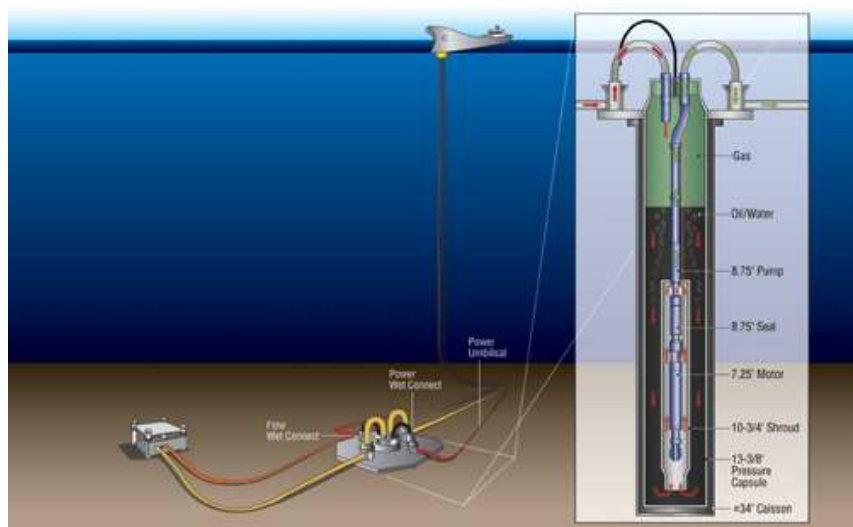


Figura 2.9. Esquema de um separador submarino vertical localizado no poço falso (Daigle *et al*, 2012).

Os projetos de desenvolvimento dos Campos de Pazflor, BC-10 e Perdido utilizaram o esquema da SSGL ilustrada na Figura 2.9. Eles representam um marco importante no desenvolvimento de campos marítimos, pois eles não seriam viáveis de serem produzidos através de tecnologias convencionais. Mesmo assim, existe uma tendência, e até mesmo uma pressão das companhias operadoras, para o desenvolvimento de tecnologias compactas, construídas de forma modular, para tornar as unidades mais flexíveis e reduzir o CAPEX, de forma a facilitar a substituição de equipamentos e peças (Hannisdal *et al*, 2012).

A redução do tamanho do vaso separador, apesar de reduzir o custo da unidade de separação, pode influenciar negativamente na eficiência de separação e diminuir a robustez para amortecer flutuações na vazão, especialmente em condições de golfadas. Portanto, há um risco maior da tecnologia não corresponder à eficiência para qual foi projetada, podendo acarretar em perdas econômicas. No caso de tecnologias submarinas, espera-se uma confiabilidade grande nos equipamentos, de forma a evitar ao máximo a necessidade de intervenção (Id).

Uma das tendências atuais na busca por tecnologias compactas visando à redução de custos e construção de unidades flexíveis é a separação em linha (*Inline Separation*), no qual a separação das fases (gás-líquido, líquido-líquido e sólido-líquido) ocorre em segmentos de dutos de mesmo diâmetro das linhas de produção, ao invés de vasos separadores, conforme ilustrado na Figura 2.10. No caso dos vasos separadores, o princípio de separação é baseado na separação

gravitacional, o que requer um alto tempo de retenção do fluido. No caso da separação em linha, o eventual uso de forças ciclônicas e eletrostáticas permite reduzir o tamanho do equipamento, mantendo eficiências de separação similares (Fantoft *et al*, 2010).

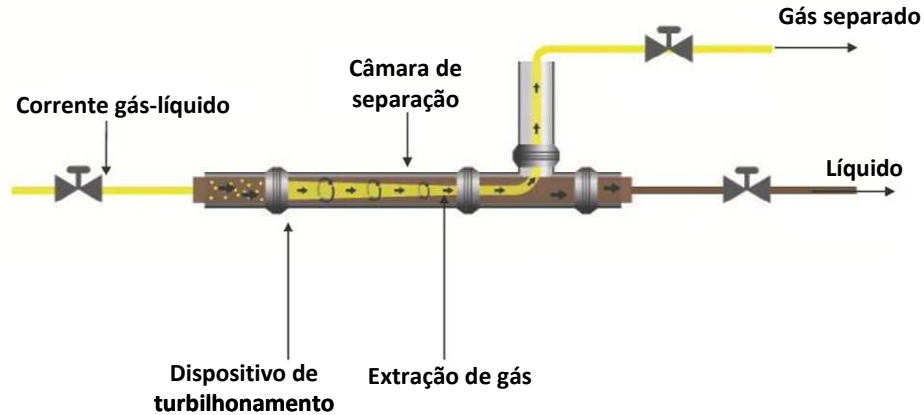


Figura 2.10. Esquema de um separador em linha gás-líquido.

2.2 Simulação numérica de reservatórios e suas limitações

A simulação numérica de reservatórios é uma técnica na qual um modelo matemático computacional do reservatório é construído para prever seu comportamento dinâmico. A Equação da Difusividade Hidráulica, escrita para a fase óleo pela Equação 2.1, descreve o fluxo de fluidos no meio poroso e é derivada de três equações: equação da continuidade (conservação da massa), equação de estado (compressibilidade isotérmica do fluido) e equação de movimento (Lei de Darcy).

$$\nabla[\lambda_o (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z)] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) + q_o \quad (2.1)$$

onde

λ_o = Mobilidade do fluido

p = Pressão

ρ_o = Massa específica

g = Força da gravidade

S_o = Saturação do fluido
 B_o = Fator volume formação
 ϕ = Porosidade da rocha
 q_o = Vazão volumétrica do fluido
 z = Cota vertical

A mobilidade é definida segundo a Equação 2.2.

$$\lambda_o = \frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o} \quad (2.2)$$

onde

k = Permeabilidade efetiva da rocha
 k_{ro} = Permeabilidade relativa do óleo
 μ_o = Viscosidade do óleo

Analisando a Equação 2.1, ela pode ser dividida em três termos:

1. Escoamento do óleo entre células próximas: $\nabla[\lambda_o(\nabla p_o - \rho_o g \nabla z)]$,
2. Acumulação: $\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)$
3. Fonte/Sumidouro: q_o

O termo fonte/sumidouro representa o escoamento de massa para dentro (fonte) ou para fora (sumidouro) que ocorre em um poço. Num simulador numérico de reservatórios de diferenças finitas, não se pode assumir que a pressão no poço é igual à pressão da célula. Portanto, a célula que contém o poço requer um tratamento diferenciado das demais células e uma aproximação razoável é assumir que o escoamento ao redor do poço é unidimensional e na direção radial (coordenadas cilíndricas), conforme descrito na Equação 2.3.

$$q_o = \frac{2\pi k k_{ro} h}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) + s]} (p_{wf} - p_{célula}) \quad (2.3)$$

onde

h = Espessura da areia
 r_e = Raio de drenagem equivalente de Peaceman
 r_w = Raio do poço
 $p_{célula}$ = Pressão da célula
 p_{wf} = Pressão de fundo do poço
 s = Dano no poço (*skin*)

A Equação 2.1 corresponde a uma equação diferencial de segunda ordem e necessita de uma condição inicial e condições de contorno. A condição de contorno relacionada com o termo fonte/sumidouro pode ser um valor de vazão (condição de contorno de Newman) ou um valor de pressão de fundo do poço (condição de contorno de Dirichlet).

A produção de um poço produtor é influenciada pela contrapressão imposta pelo sistema de produção. Portanto, pode-se dizer que o sistema de produção é uma condição de contorno para o reservatório, e se sua influência não for contabilizada durante uma previsão de produção, os resultados podem indicar valores muito otimistas.

As tabelas FVM são uma forma de representar o sistema de produção num simulador de reservatórios. Essas tabelas correspondem ao escoamento que ocorre desde o fundo do poço à UEP ou *manifolds* submarinos e entre *manifolds* e UEP, conforme ilustrado na Figura 1.1. Elas são previamente geradas através de programas específicos, no qual a pressão no fundo do poço é calculada, para diferentes valores de vazão, em função da pressão no ponto de entrega, de propriedades do fluido (RGO e WC) e do método de elevação artificial (vazão de injeção de gás, frequência da bomba), se houver.

Visto que a inclusão de tabelas FVM nos simuladores de reservatórios contabiliza o efeito da contrapressão durante uma previsão de produção, pode-se dizer que isso corresponde a uma simulação integrada de reservatório – produção. De certa maneira, essa afirmação está correta. No entanto, essa abordagem apresenta diversas limitações, listadas a seguir:

- O único beneficiado dessa abordagem é o engenheiro de reservatórios;
- Todo o sistema de produção só pode ser representado por tabelas FVM;
- Não é possível representar sistemas de produção mais complexos;
- Não é possível incluir modelos de válvulas *choke* para o controle da vazão;

- A temperatura no ponto de entrega não é considerada na tabela FVM;
- Não é possível avaliar questões relacionadas à garantia de escoamento (*e.g.* formação de hidrato e parafina, avaliação de regimes de escoamento);
- Nem todas as restrições operacionais existentes podem ser contabilizadas (*e.g.* velocidade erosional em dutos, limitação na fração de componentes, energia disponível na UEP para compressores e bombas) e
- Simulação de mais de um modelo de reservatório simultaneamente. Essa limitação pode ser solucionada unindo-se os modelos, mas isso pode significar maior custo computacional.

2.3 Modelagem Integrada da Produção

A Modelagem Integrada da Produção, MIP (*Integrated Production/Asset Modeling*, IPM ou IAM), é uma abordagem que possibilita simular o escoamento dos fluidos desde o reservatório às unidades de processamento, incluindo também os cálculos econômicos. O principal objetivo da MIP é integrar a modelagem de engenharia de reservatórios, de produção, de processamento e econômica, permitindo maior interação entre os subsistemas e a possibilidade de realizar estudos investigativos mais robustos e multidisciplinares, contribuindo para um melhor gerenciamento do campo, além de dar maior subsídio na tomada de decisão de curto, médio e longo prazo (Rotondi *et al*, 2008).

Os principais objetivos ao se utilizar a MIP em um projeto são: aumentar a confiabilidade na otimização da produção, a identificação de oportunidades e a redução de custos (evitar investimentos desnecessários). Resumidamente, com a MIP, pode-se conseguir mais precisão na otimização da produção de curto e longo prazo de um campo, buscando sempre oportunidades para maximizar o lucro e evitar investimentos desnecessários.

2.3.1 Uso da MIP no plano de desenvolvimento de um campo

Uma das grandes características da MIP é aproximar o trabalho dos engenheiros de reservatório, produção e processamento responsáveis pela produção de um ativo. Tradicionalmente, os profissionais de cada área costumam trabalhar separadamente e o grau de interação entre elas ocorre apenas durante a troca necessária de informações: enquanto a área de reservatório informa a curva de pressão disponível (IPR – *Inflow Performance Relationship*) e a produção esperada de óleo, água e gás, as áreas de produção e processamento informam as restrições operacionais que impactarão a produção.

A aplicação da abordagem tradicional em planos de desenvolvimento de campos apresenta duas limitações. Primeiro, enquanto os simuladores de reservatório são tratados de maneira dinâmica, os simuladores de produção e processamento são estáticos e, portanto, simulam um ponto no tempo durante a vida do campo. Para qualquer análise em outro ponto no tempo, o trabalho deve ser refeito. Normalmente, são analisadas três condições que representam as diferentes etapas da vida produtiva de um campo: início (WC nulo), meio (WC próximo de 50%) e fim (WC próximo de 90%), os quais são utilizados para dimensionar o sistema de produção e os equipamentos da planta de processo na UEP (Barber *et al*, 2007/2008). Além disso, em função das incertezas presentes no reservatório, normalmente a área de reservatórios informa três valores para cada condição: pessimista, provável e otimista, resultando em nove análises. Cada empresa tem formas diferentes de lidar com as incertezas e, portanto, o número de análises pode ser superior ou inferior a nove.

A segunda limitação da abordagem tradicional é sua falha em capturar o efeito dinâmico que naturalmente ocorre num reservatório. A alteração na estratégia de produção, através da inclusão ou remoção de poços produtores e injetores, modifica a movimentação dos fluidos no reservatório e impacta a produção dos poços. Dessa maneira, todo o trabalho feito para a estratégia de produção inicial torna-se obsoleto, sendo necessário refazer todo o trabalho. Considerando que o tempo disponível para trabalhar nos projetos de desenvolvimento de campos não é grande, nem sempre é possível avaliar as diversas oportunidades que podem existir para definir um projeto mais detalhado (Id).

Com a MIP, a forma de trabalho difere da abordagem tradicional. Nela, cada área, separadamente, trabalha para construir seu modelo. Diversos modelos podem ser construídos, baseados em cenários de incertezas ou diferentes estratégias de produção por parte do reservatório, diferentes arranjos submarinos por parte da produção e diferentes capacidades por parte do processamento. Os modelos são integrados, as restrições e regras operacionais são definidas e, finalmente, o modelo integrado pode ser simulado. A vantagem é que qualquer alteração que se deseje fazer no modelo para avaliá-la com relação a outro caso simulado, isso pode ser feito rapidamente. Isso garante uma maior interação entre os engenheiros, além de conferir-lhes uma visão mais holística do projeto, pois, agora, todos trabalham em um único modelo.

2.3.2 Uso da MIP na otimização da produção de curto e médio prazo

Parte do trabalho diário dos engenheiros envolvidos num ativo de produção envolve o acompanhamento da produção, para garantir que o máximo possível de óleo seja produzido. É muito comum esses engenheiros conviverem com problemas operacionais que resultem em perda de produção. Fora isso, outro evento comum é a UEP operar no seu limite máximo de capacidade, principalmente, de tratamento da água produzida. Dependendo da complexidade do sistema de produção, tentar minimizar a perda de produção sem um modelo que represente a realidade operacional se torna uma tarefa árdua, senão impossível de ser realizada.

Assim como a MIP tem importância em estudos de desenvolvimento de campos no longo prazo, ela também tem para otimização da produção e no gerenciamento do reservatório no curto e médio prazo. Ter um modelo capaz de reproduzir mais fielmente a realidade é imprescindível para poder antecipar eventos que possam ocorrer no curto e médio prazo, de forma a planejar, com antecedência, um plano de ações e cronogramas para manter ou incrementar a produção.

Um exemplo típico está relacionado a campos de gás. As companhias operadoras firmam contratos de venda de gás com as empresas de geração de energia e indústrias e o não cumprimento do contrato resulta em multas. Dessa maneira, o uso da MIP nessas situações se torna importante para prever, com mais precisão, e programar o momento necessário para, por exemplo, a perfuração de novos poços e ampliação do sistema de compressão.

O uso da MIP em otimização da produção no curto prazo tende a um termo muito discutido hoje, chamado de Otimização em Tempo Real. Conforme Cramer *et al* (2012) relata, o aumento da produção pode ocorrer através da otimização individual do reservatório, do poço e das instalações de superfície. No entanto, otimizar isoladamente uma área pode acarretar em problemas/restrições para as outras. Dessa forma, a otimização em tempo real consiste de uma otimização integrada de todos os processos.

2.3.3 Acoplamento explícito

Pode-se dividir em dois os tipos de solução para acoplar modelos de reservatórios com modelos de sistemas de produção: explícita e implícita. Atualmente, já existem programas comerciais disponíveis que empregam as duas soluções: RESOLVE, da Petroleum Experts (Petex), e o AVOCET, da Schlumberger, utilizam a solução explícita e o NEXUS (Landmark – Halliburton) utiliza a solução implícita. O acoplamento explícito será detalhado a seguir, visto que todo o desenvolvimento desse trabalho será feito utilizando-se o RESOLVE.

A solução explícita, ou acoplamento explícito, é a maneira mais utilizada atualmente pelas companhias operadoras nas aplicações de MIP. Conforme será apresentado no Capítulo 3 desse trabalho, esta formulação foi a mais utilizada pelas empresas ao desenvolverem suas iniciativas de modelagem integrada durante, principalmente, a década de 1990. Nesse tipo de acoplamento, os simuladores de reservatório e escoamento são resolvidos sequencialmente a fim de obter uma solução balanceada entre os modelos de reservatório e produção. Para que isso ocorra, torna-se necessário um sistema externo, ou programa integrador, cuja principal tarefa é gerenciar a troca de informações entre ambos os simuladores.

O acoplamento explícito utiliza a técnica de Análise Nodal para tratar os modelos de maneira integrada. Nessa técnica, um ponto, ou nó, de referência é selecionado, a fim de dividir o sistema em duas partes. Normalmente, na indústria de petróleo, tal nó localiza-se na cabeça do poço ou no fundo do poço, sendo o último o mais comum e recomendado. A diferença está na localização das tabelas FVM: no primeiro, ela tem que estar incluída no simulador de reservatórios e no segundo no simulador de produção. Independente da localização, duas

condições de contorno devem ser satisfeitas nesse nó: (1) a vazão a montante do nó deve ser igual à vazão a jusante e (2) deve haver somente um valor de pressão.

A determinação da solução, que corresponde a encontrar a vazão e a pressão no nó de referência que satisfaça os dois sistemas, é feita através da interseção entre as curvas de IPR e pressão requerida (VLP – *Vertical Lift Performance*). Nesse caso, é comum dizer que o sistema está balanceado (Beggs, 2003). A Figura 2.11 ilustra a solução da análise nodal para os principais nós de acoplamento utilizados.

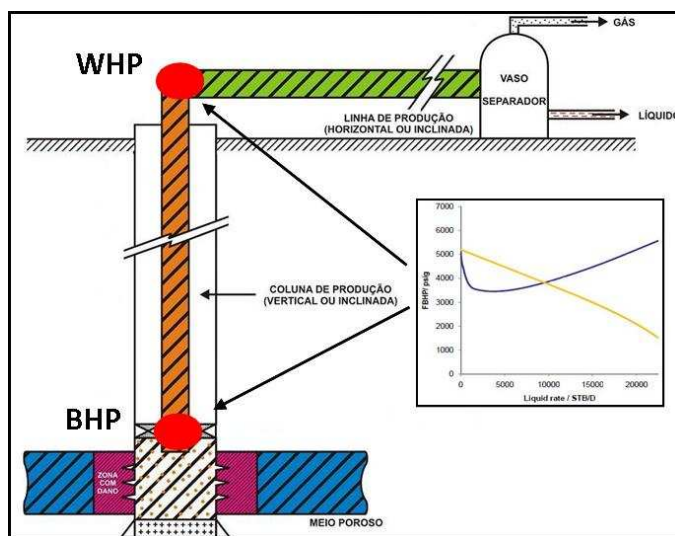


Figura 2.11. Principais nós de acoplamento utilizados na técnica de Análise Nodal.

Existem duas maneiras de lidar com a curva de pressão requerida. A primeira é através das tabelas FVM, sendo que o único cuidado ao utilizar essa abordagem é garantir que a faixa de valores selecionada para cada propriedade corresponde a toda possível faixa de operação do poço durante todo o período de simulação. A segunda é realizar o cálculo da perda de carga na coluna e linha de produção durante a simulação, o que elimina a necessidade das tabelas FVM. Por outro lado, essa alternativa aumenta significativamente o tempo computacional, principalmente porque num processo de otimização, para cada passo de tempo, o simulador executa diversas vezes o mesmo cálculo ao buscar a solução ótima do problema.

Conforme já foi citado, no acoplamento explícito, os simuladores de reservatórios e produção são resolvidos sequencialmente. Portanto, para que tal interação ocorra, é necessário um agente integrador, normalmente um programa, para gerenciar a troca de informações. A

Figura 2.12 ilustra, resumidamente, como ocorre o balanceamento da solução integrada ao longo de uma simulação, desde o tempo inicial ($T = 0$) ao tempo final ($T = T'$). É importante lembrar que apesar da realização de uma simulação do sistema de produção ao longo do tempo, esse processo não é caracterizado como uma simulação transiente, como aquela possível de ser feita através do simulador OLGA, da SPT Group. Na MIP, a dinâmica do sistema é comandada pelo o simulador de reservatórios, ou seja, são realizadas várias simulações em estado estacionário do simulador de produção ao longo do tempo.

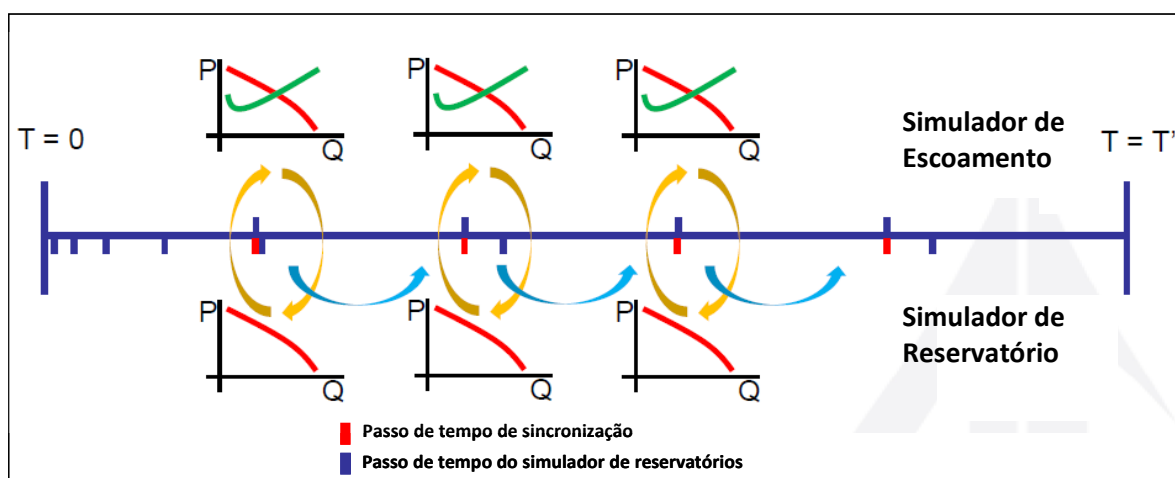


Figura 2.12. Balanceamento da solução integrada no acoplamento explícito.

Observa-se na Figura 2.12 que, no acoplamento explícito, existem dois tipos de passo de tempo: um relacionado ao passo de tempo necessário pelo simulador de reservatórios para atingir a convergência de balanço material, representada pela barra azul, e outro relacionado à determinação da nova condição operacional que o simulador de produção enviará ao simulador de reservatórios, também conhecido como passo de tempo de sincronização, representada pela barra vermelha.

No início de cada passo tempo de sincronização, as condições de contorno de cada poço, na forma de curva de IPR, são enviadas do simulador de reservatório para o simulador de produção. Em seguida, o simulador de produção determina, para cada poço, o ponto operacional que maximize uma função objetivo (*e.g.* produção de óleo), mediante todas as restrições presentes no sistema. No acoplamento explícito, esse ponto operacional é mantido constante até o próximo passo de tempo de sincronização, enquanto que esse valor pode variar no simulador de reservatórios. Essa é a limitação do acoplamento explícito, que pode levar a erros significativos

nos casos em que haja grande variação de alguma propriedade (*e.g.* RGO e WC) entre dois passos de tempo de sincronização.

A escolha do passo de tempo de sincronização é uma etapa importante, pois ela influencia significativamente no tempo total de uma simulação integrada. O uso do passo de tempo adaptativo é uma solução útil para reduzir o tempo computacional sem perder a qualidade do resultado. Seu objetivo é aumentar ou diminuir o passo de tempo de sincronização através do monitoramento da variação de alguma propriedade, como o RGO e o WC.

Existem dois tipos de acoplamento explícito: rigoroso (*tight coupling*) e solto (*loose coupling*). A principal diferença entre esses dois métodos está no nível de ocorrência do balanceamento da solução, conforme ilustrada na Figura 2.13. Nela, N_1 , N_2 , N_3 e N_4 significam as iterações de Newton do simulador de reservatório; T_0 e T_1 o passo de tempo de sincronização; t_1 e t_2 o passo de tempo do simulador de reservatório.

No acoplamento rigoroso, o balanceamento do sistema ocorre no nível de iteração de Newton do simulador de reservatórios, normalmente até a segunda iteração de Newton (recomenda-se de duas a três iterações para o balanceamento do sistema). É comum encontrar também em alguns artigos o nome de parcialmente implícito para esse tipo de acoplamento. No entanto, esse método não é adequado quando múltiplos reservatórios produzem para a mesma instalação de superfície, pois, em geral, os modelos de reservatório utilizam tamanhos de passo de tempo e números de iteração de Newton diferentes. No *tight coupling*, seria necessário que os modelos de reservatório apresentassem passos de tempo sincronizados, o que aumentaria o tempo computacional (Ghorayeb *et al*, 2003).

No acoplamento solto, a determinação da solução ocorre somente no início do passo de tempo. Uma vez que a solução é determinada, o simulador de reservatórios completa o cálculo nesse passo de tempo sem interação com o simulador de produção, até que o próximo passo de tempo de sincronização seja alcançado. Esse método é o mais utilizado e recomendado, pois a qualidade do resultado e o tempo computacional podem ser gerenciados através da seleção do passo de tempo de sincronização (Δt).

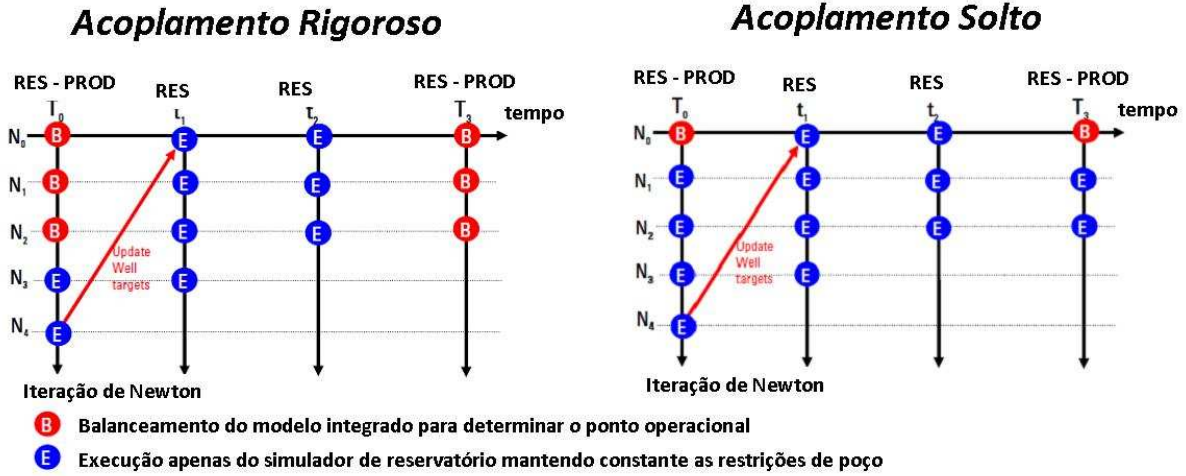


Figura 2.13. Tipos de acoplamento explícito (adaptado de Avocet, 2008).

As condições de contorno de cada poço do simulador de reservatórios enviadas ao simulador de produção ocorrem na forma da curva de IPR. Portanto, se essa curva não representar, de maneira adequada, o comportamento do poço no reservatório, os resultados obtidos da solução acoplada não serão confiáveis. A curva de IPR é derivada da Lei de Darcy para fluxo radial:

$$q_o = \frac{2\pi h r k_o}{\mu_o B_o} \left(\frac{dp}{dr} \right) \quad (2.4)$$

Integrando a Equação 2.4 desde o raio do poço, r_w , a um raio de drenagem r_e , resulta:

$$q_o = \frac{2\pi k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \quad (2.5)$$

onde

q_o = Vazão de óleo

k_o = Permeabilidade efetiva do óleo

h = Espessura do reservatório

p_e = Pressão estática no raio de drenagem igual a r_e

p_{wf} = Pressão no fundo do poço

- r_e = Raio de drenagem do poço
 r_w = Raio do poço
 μ_o = Viscosidade do óleo
 B_o = Fator Volume Formação do óleo

Apesar de alguns autores terem propostos no passado métodos analíticos para representar a curva de IPR de um poço (*e.g.* Vogel e Fetkovich), durante uma simulação integrada, o simulador de reservatórios é o responsável por fornecer a curva de IPR para o simulador de produção a cada passo de tempo de sincronização. Uma observação importante deve ser feita na maneira como o simulador de reservatórios fornece essa curva. Este utiliza como pressão estática, p_e , o valor da pressão da célula do poço ao invés de um valor médio correspondente ao seu raio de drenagem. Como a variação da pressão da célula do poço normalmente é muito maior do que da pressão média do seu raio de drenagem, problemas de instabilidade podem ocorrer durante uma simulação integrada. A Figura 2.14 ilustra um exemplo da diferença da curva de IPR gerada por um simulador de reservatórios (vermelho), num determinado tempo e para diferentes condições operacionais (q_1 ; q_2 ; q_3), daquela que seria uma curva mais realista (verde).

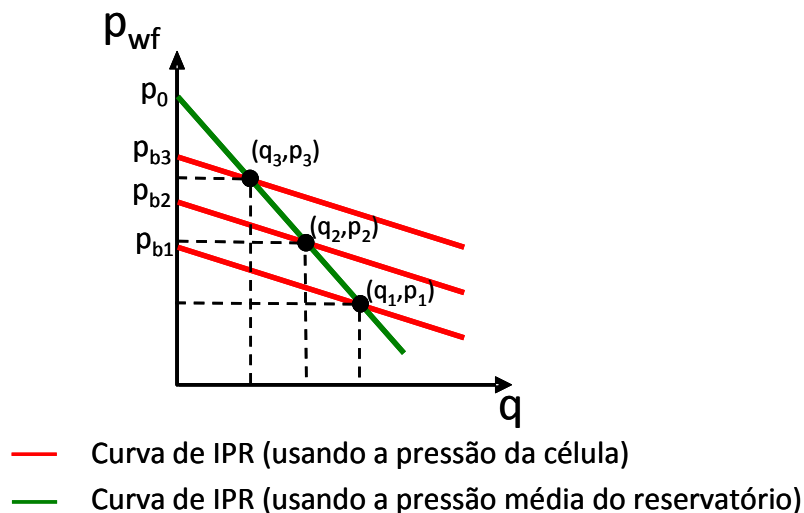


Figura 2.14. Diferença na curva de IPR gerada pelo simulador de reservatórios daquela que tende a ser mais representativa (Resolve, 2012).

Se a curva de IPR gerada pelo simulador de reservatórios não for corrigida, ou se outra técnica não for utilizada para gerá-la, é possível que ocorram problemas de instabilidade durante uma simulação, conforme observada no exemplo ilustrativo da Figura 2.15. Isso ocorre porque a

curva de IPR gerada no início de um passo de tempo de sincronização pode não ser representativa da mesma ao final do passo de tempo. A ocorrência da instabilidade também depende de algumas características do modelo numérico de reservatórios, tais como o tamanho das células do modelo de reservatório e a localização de poços injetores, que podem repressurizar a região do poço e causar variações bruscas na pressão dessa região. Guyaguler *et al* (2011) apresentam uma metodologia para minimizar a ocorrência de instabilidades através do uso de subdomínios gerados no modelo de reservatório nas proximidades do poço.

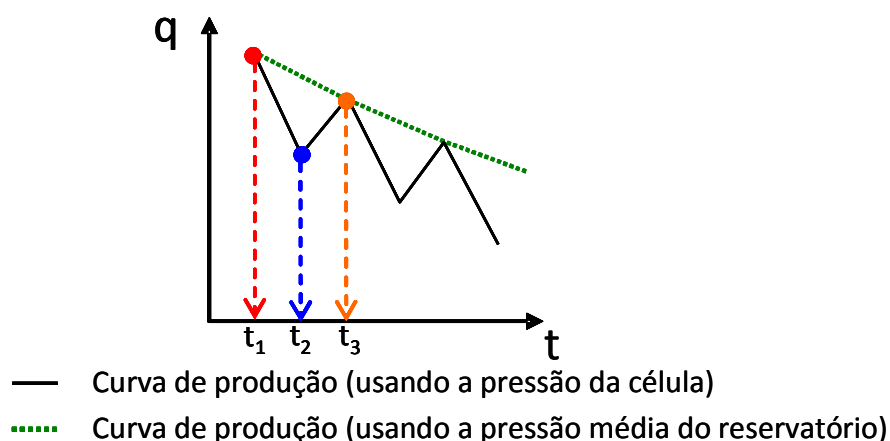


Figura 2.15. Problemas de instabilidade possíveis de ocorrer durante uma simulação integrada.

A principal vantagem do acoplamento explícito é poder utilizar o que há de melhor em termos de programas nas áreas de engenharia de reservatórios, produção e processamento. Nas últimas décadas, houve um progresso na modelagem e desempenho muito grande dos simuladores atualmente utilizados nas companhias operadoras, seja a partir do uso de diferentes técnicas numéricas, seja na evolução dos computadores. Ainda hoje, novas versões desses programas são lançadas anualmente, sempre buscando a correção de problemas observados nas versões anteriores (*bugs*) e melhorias na modelagem física de algum processo. Alguns desses programas são listados a seguir:

- Reservatórios: IMEX e GEM (CMG) e ECLIPSE 100 e 300 (Schlumberger), além de simuladores próprios (*in house*);
- Produção: GAP (Petroleum Experts) e PIPESIM (Schlumberger);
- Processamento: HYSYS (AspenTech) e UNISIM (Honeywell).

Poder realizar simulações integradas utilizando-se o que há de melhor em cada área é uma excelente vantagem do acoplamento explícito. Por outro lado, por características desse tipo de acoplamento, problemas de instabilidade podem ocorrer. No entanto, esse problema pode ser minimizado, seja através de metodologias, como a proposta por Guyaguler *et al* (2011) ou outras técnicas já presentes nos simuladores integradores, particularmente o RESOLVE e o AVOCET.

2.4 Gradiente de pressão em tubulações

O conceito do gradiente de pressão está ilustrado na Figura 2.16, onde é possível observar um segmento de tubo de diâmetro d e comprimento dL , inclinado com um ângulo de inclinação igual a θ . Supondo que as condições de fluxo são conhecidas (vazão, propriedades do fluido e pressão no ponto 1), a pressão no ponto 2 pode ser calculada da seguinte maneira:

$$p_2 = p_1 - \left(-\frac{dp}{dL} \right) dL = p_1 - (-dp) \quad (2.6)$$

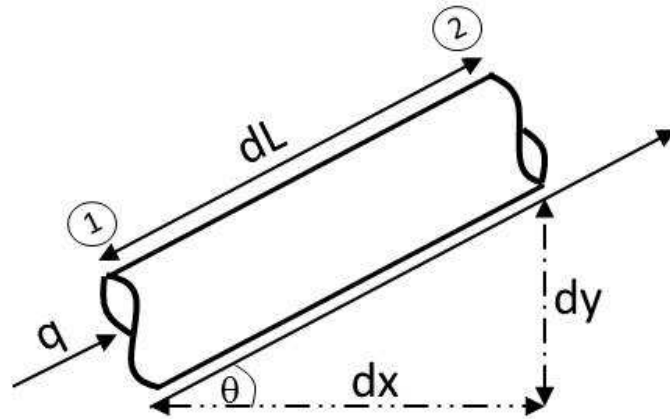


Figura 2.16. Ilustração do conceito de gradiente de pressão.

onde $-dp/dL$ é o gradiente de pressão e $-dp$ a perda de carga. O gradiente de pressão total é composto pelas componentes de fricção, gravidade e aceleração, dada pela Equação 2.7.

$$-\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL} \right)_a + \left(\frac{dp}{dL} \right)_{grav} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_f \quad (2.7)$$

onde

a = componente da aceleração

g = componente da gravidade

f = componente da fricção

Para um escoamento monofásico, a componente da aceleração, gravidade e fricção, representada pelas Equações 2.8, 2.9 e 2.10, respectivamente, podem ser determinadas a partir das leis de conservação da massa e momento.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_a = \rho \times v \times \frac{dv}{dL} \quad (2.8)$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{grav} = \rho \times g \times \sin \theta \quad (2.9)$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_M \times \rho \times v^2}{2 \times d} \quad (2.10)$$

onde

l = Comprimento da tubulação

ρ = Massa específica do fluido

θ = Ângulo de inclinação da tubulação com a superfície

f_M = Fator de atrito de Moody

d = Diâmetro da tubulação

v = Velocidade superficial

Num escoamento multifásico, o gradiente de pressão total não pode ser determinado de maneira direta, como no escoamento monofásico, devido à complexidade do fluxo. Uma simples extensão da equação do gradiente de pressão monofásico para escoamento bifásico é descrito pela Equação 2.11.

$$-\frac{dp}{dL} = \rho_{MB} \times v_{MB} \times \frac{dv_{MB}}{dL} + \rho_{MB} \times g \times \sin \theta + \frac{f_{MB(M)} \times \rho_{MB} \times v_{MB}^2}{2 \times d} \quad (2.11)$$

onde

ρ_{MB} = Massa específica da mistura bifásica

$f_{MB(M)}$ = Fator de atrito de Moody da mistura bifásica

v_{MB} = Velocidade superficial da mistura bifásica

O óleo e a água são combinados e tratados como uma mistura bifásica. Dessa maneira, dependendo das condições de escoamento, diferentes padrões de fluxo são obtidos, o que influencia na estimativa das propriedades da mistura bifásica, mostradas na Equação 2.7. Correlações empíricas de escoamento multifásico, assim como modelos mecanicistas, foram desenvolvidos ao longo dos anos para estimar essas propriedades da mistura bifásica.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo visa apresentar as contribuições relevantes ao longo das últimas décadas dos dois principais assuntos contidos nesse trabalho: tecnologia de processamento submarino e modelagem integrada da produção.

3.1 Processamento Submarino

A produção submarina de óleo e gás é, e sempre foi, um desafio para a indústria de E&P. Desde que o primeiro poço submarino foi completado em 1943 em águas rasas no *Lake Erie*, o desenvolvimento de equipamentos submarino, assim como técnicas para sua instalação, monitoramento e manutenção foi significativo. Os avanços tecnológicos somados ao ganho de experiência foram fundamentais para que as companhias operadoras conseguissem produzir campos localizados em águas cada vez mais profundas.

Os testes de equipamentos de processamento submarino iniciaram-se nas décadas de 1960 e 1970, levando às primeiras instalações comerciais durante as décadas de 1980 e 1990. No final da década de 1990 e na década de 2000, o processamento submarino ganhou maior importância em função da necessidade das companhias operadoras de desenvolver os campos localizados em águas mais profundas. A Tabela 3.1 resume as primeiras aplicações relacionadas às diversas técnicas de processamento submarino (Jansa e Dessenberger, 2010).

Além da necessidade de viabilizar o desenvolvimento das recentes descobertas, outro desafio era incrementar a produção de campos maduros, que apresentavam declínio significativo de produção, observado, por exemplo, na costa continental da Noruega (*Norwegian Continental Shelf* – NCS). Duas alternativas eram possíveis: aumentar a depleção do reservatório ou interligar campos marginais a instalações de superfície existentes (Kristiansen, 2012).

Esse foi a motivação para a criação do programa DEMO 2000, administrado pelo Conselho de Pesquisa da Noruega (Research Council of Norway). Os objetivos eram promover o desenvolvimento tecnológico para maximizar a produção da NCS e estimular a competitividade de empresas norueguesas (soluções e desenvolvimento de equipamentos para aplicações marítimas) para o mercado marítimo global. Para participar desse programa, foram convidadas

tanto empresas fornecedoras de equipamentos e soluções tecnológicas como as companhias operadoras (Wiencke, 2007).

Tabela 3.1 Primeiros casos de processamento submarino (adaptado de Jansa e Dessenberger, 2010)

Ano	Operadora	Lâmina d'água (m)	Observação
1968	Exxon	610	1º Sistema de Produção Submerso (SPS) consistindo de um <i>manifold</i> controlando três poços
1970	BP	22	1ª tentativa de separação submarina - Campo de Zakum, Abu Dhabi
1982	Exxon	nd	1ª aplicação comercial do SPS - Mar do Norte
1988	Texaco	167	1º coletor submarino de golfadas (<i>subsea slug catcher</i>) - Campo de Highlander, Mar do Norte
1992	Statoil e Total	nd	1ª bomba multifásica helico-axial - Projeto Poseidon, Tunísia
1994	AGIP	50	1ª bomba multifásica de duplo-parafuso - Campo de Prezioso, Itália
1998	Petrobras	1170	1ª Bomba Centrífuga Submersa num poço marítimo - Campo de Albacora Leste, Bacia de Campos
2000	Petrobras	395	1ª Bomba Centrífuga Submersa instalada num separador Caisson - Campo de Marimba, Bacia de Campos
2001	Statoil	364	1º piloto do sistema submarino de separação, injeção e bombeamento - Campo de Troll-C, Mar do Norte
2006	CNR	146	1ª bomba de duplo-parafuso instalada no Mar do Norte - Campo de Lyell
2007	BP	1700	1ª bomba multifásica de duplo-parafuso instalada no Golfo do México - Campo de King
2007	CNR	145	1º sistema de injeção submarino de água do mar - Campo de Columbia, Mar do Norte
2007	Statoil	200	1º sistema submarino de separação, injeção e bombeamento comercial - Campo de Tordis, Mar do Norte
2007	Anadarko	1110	1ª Bomba Centrífuga Submersa instalada na base do <i>riser</i> no Golfo do México - Campo de Navajo

No Brasil, cuja maior parte da produção e dos campos localiza-se em ambiente marítimo (Figura 3.1), um programa semelhante foi criado internamente pela Petrobras para promover o desenvolvimento de tecnologias capazes de viabilizar a produção desses campos. Esse programa,

conhecido como PROCAP (Programa Tecnológico de Águas Profundas), apresentou três versões (Salies, 2005):

- PROCAP – visava o desenvolvimento de campos com lâmina d’água até 1000 m (1986 – 1991);
- PROCAP 2000 – visava o desenvolvimento de campos com lâmina d’água até 2000 m (1992 – 2000);
- PROCAP 3000 – visava o desenvolvimento de campos com lâmina d’água até 3000 m (2000 – 2011)

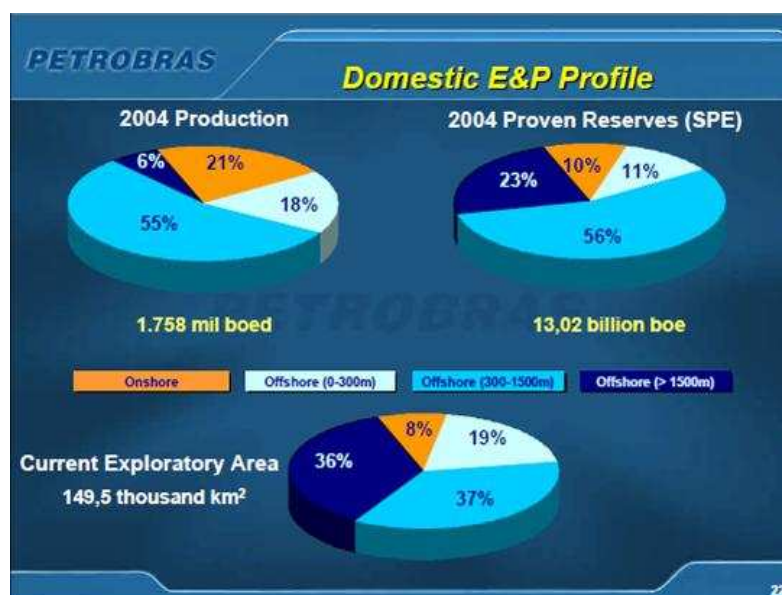


Figura 3.1. Porcentagem de reservas e produção da Petrobras em 2004 (Salies, 2005).

A primeira aplicação comercial de separação submarina ocorreu no projeto piloto no Campo de Troll-C, localizado no Mar do Norte, a uma lâmina d’água de 340 m, pela NorskHydro (atualmente Statoil). Esse projeto consistia de um separador horizontal, cujo princípio de separação água-óleo ocorre através da força da gravidade, e uma bomba para a reinjeção da água produzida para descarte. A instalação do equipamento ocorreu no ano de 1999, no entanto, a operação iniciou-se apenas no ano de 2001. Apesar de alguns problemas ocorridos ao longo dos anos, esse equipamento ainda encontra-se em operação (Jansa e Dessenberger, 2010).

A segunda aplicação de separação submarina foi a instalação do VASPS (*Vertical Annular Separation and Pumping System*) no Campo de Marimba, operado pela Petrobras, ocorrida no

ano de 2001. O conceito do VASPS, ilustrado na Figura 3.2, consistia de um separador vertical gás-líquido instalado num poço falso e uma bomba centrífuga submersa localizada no fundo do mesmo. Por motivo de problemas operacionais, ele operou durante pouco tempo logo após sua partida. Em seguida, ele operou durante quatro anos seguidos (2004 – 2008) quando ocorreu uma falha elétrica na bomba (Euphemio *et al*, 2009). Durante o primeiro período de teste do VASPS, Do Vale *et al* (2002) observaram um aumento equivalente a um terço na produção do poço MA-01 com o uso do VASPS, comparado com a produção diária com *gas lift*.

Apesar dos problemas operacionais reportados, o conceito dessa tecnologia foi considerado qualificado. Euphemio *et al* (2009) citam a possibilidade de utilizar o VASPS nos Campos de Congro, Malhado e Corvina, todos na Bacia de Campos. Entretanto, o VASPS a ser utilizado em tais aplicações apresentaria novas características se comparado ao projeto piloto, como a localização do vaso separador no leito submarino e o uso de bombas centrífugas submersas submarinas.

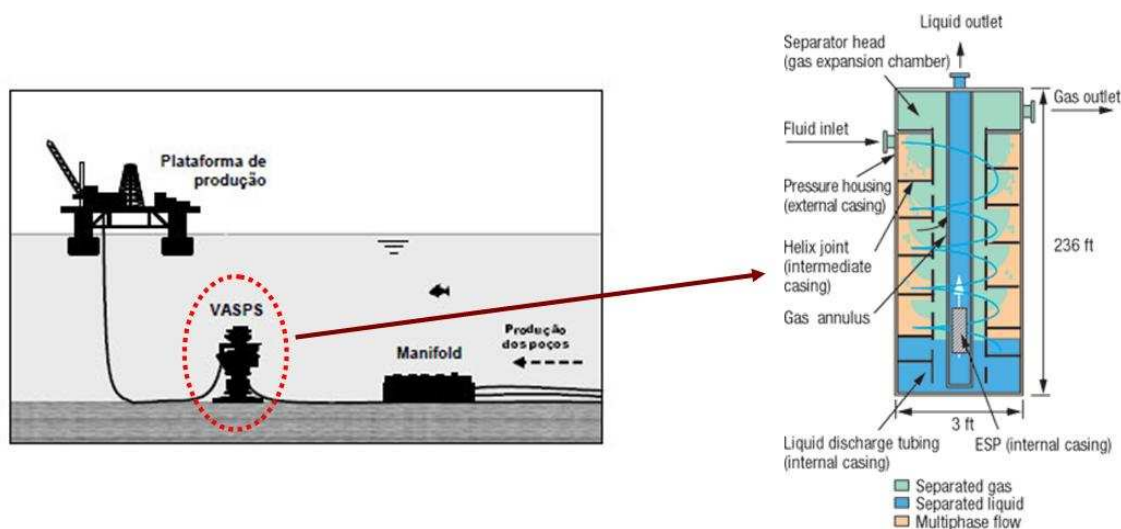


Figura 3.2. Projeto piloto do VASPS instalado no Campo de Marimba.

Baseado no sucesso do projeto piloto de Troll-C, a Statoil instalou uma estação de separação, bombeamento e injeção submarina (SSBI – *Subsea Separation, Boosting and Injection*) no Campo de Tordis, localizado no Mar do Norte, a uma lâmina d'água de 210 m. A Figura 3.3 ilustra um exemplo dessa estação. Sua operação consistia nas seguintes etapas (Jansa e Dessenberger, 2010):

1. Separação do gás através de um dispositivo ciclônico na entrada do vaso separador;
2. Linha de *by-pass* do gás que será misturado ao óleo separado da água;
3. Entrada da água, óleo e areia no vaso separador;
4. Bomba multifásica para escoar o óleo, o gás e uma pequena fração de água;
5. Bomba de reinjeção de água;
6. Remoção da areia do vaso separador de uma a duas vezes por semana e
7. Mistura da areia separada na corrente de água para reinjeção no reservatório

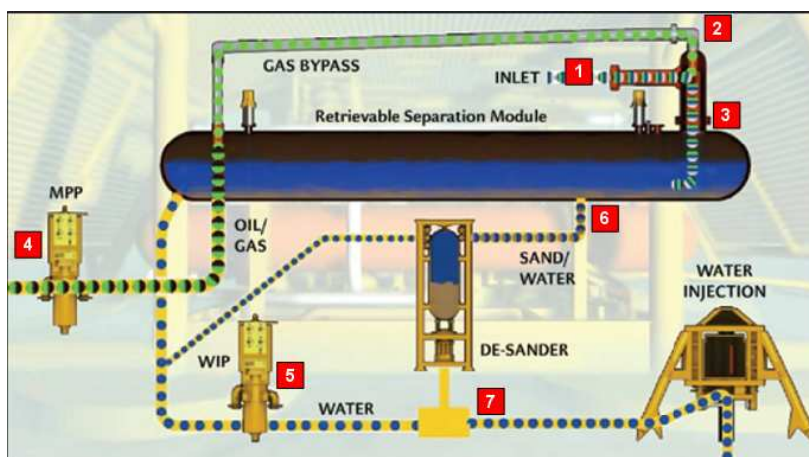
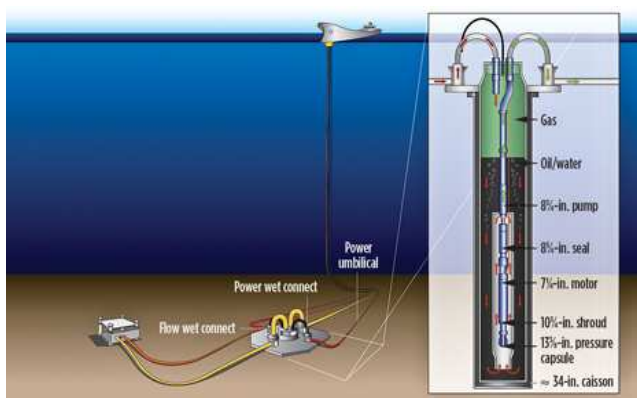


Figura 3.3. Estação de separação, bombeamento e injeção instalado no Campo de Tordis (Jansa e Dessenberger, 2010).

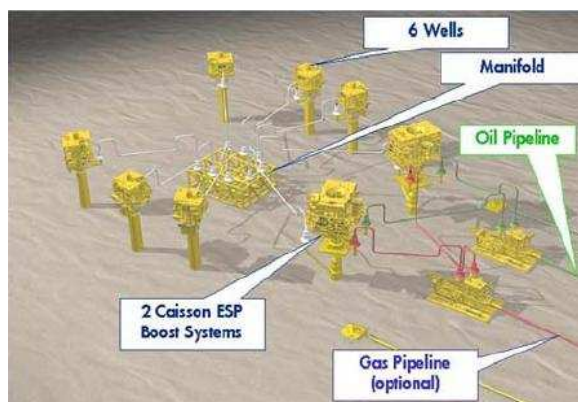
Até o momento, três projetos de desenvolvimento de novos campos foram concebidos desde o princípio com a tecnologia SSGL: Perdido e Parque das Conchas, operado pela Shell, e Pazflor, operado pela Total. O que há de comum entre os projetos da Shell e Total foi a necessidade de qualificar cada sistema de separação em sítios de teste (verificando a eficiência do vaso separador, o sistema de controle, o fornecimento de energia e o uso de equipamentos no limite tecnológico), resultando no desenvolvimento de sistemas de separação específicos para viabilizar a produção desses campos.

Os Campos de Perdido, localizado no Golfo do México, e BC-10, localizado na Bacia de Campos, apresentam características semelhantes, como reservatórios de baixa pressão e temperatura, localizados em águas ultraprofundas e fluidos com características bem variadas (17 – 40 °API). Portanto, para viabilizar a produção desses campos, o uso de algum método de

elevação artificial era necessário. Alguns dos métodos avaliados foram: *gas lift* na base do *riser*, bombeio multifásico, SSGL e bomba centrífuga no fundo do poço, sendo que o SSGL foi o mais promissor (Gilyard e Brookbank, 2010). A tecnologia utilizada nesses dois projetos é similar ao VASPS e consiste de um Caisson é instalado num poço falso e de uma bomba centrífuga no fundo do mesmo (Figura 3.4a). A produção dos poços segue para um *manifold* submarino e deste para o Caisson (Figura 3.4b).



(a) Separador Gás-Líquido utilizado nos Campos de Perdido e BC-10



(b) Esquema de produção submarino do Campo BC-10

Figura 3.4. Tecnologia SSGL aplicada nos Campos de Perdido e BC-10.

Cerca de dois terços da produção do Campo de Pazflor, localizado na costa da Angola em lâminas d'água variando de 600 à 1200 m, ocorrerá através do uso da tecnologia SSGL. Esta opção foi escolhida após avaliação de três métodos de elevação artificial durante o estudo conceitual do projeto. Nesse projeto, o vaso separador localiza-se no leito submarino e cada unidade de separação submarina contém duas bombas híbridas, com tolerância máxima de fração de gás (GVF – *Gas Volume Fraction*) igual a 15%. A configuração do dispositivo interno do vaso desenvolvido, assim como o sistema submarino, está ilustrada na Figura 3.5 (Bon *et al*, 2011).

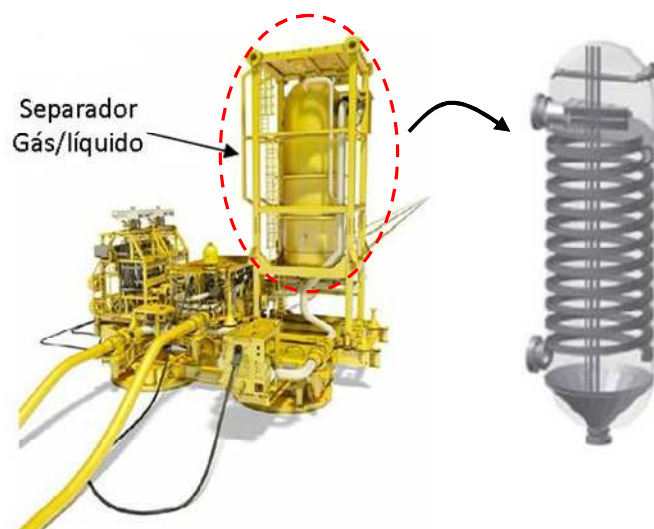


Figura 3.5. Esquema ilustrativo da unidade de separação submarina instalado no Campo de Pazflor (adaptado de Bon, 2009).

Os atuais desenvolvimentos de tecnologias compactas buscam substituir o vaso separador por vários segmentos de tubos de pequeno diâmetro (*pipe segments*), responsáveis por promover a separação, ainda pela ação da gravidade, ou por um processo em linha (*inline*), no qual a separação ocorre através da força ciclônica, tornando todo o módulo submarino menor, mais leve, mais barato e de manutenção mais fácil. A primeira solução, conhecida como *Pipe Separator*, foi desenvolvida pela NorskHydro e, atualmente, a FMC Technologies possui a licença de comercialização (Vu *et al*, 2009).

Um protótipo do *Pipe Separator*, com a função de Separador Submarino Água-Óleo (SSAO Marlim), será testado pela Petrobras, num projeto piloto junto com a FMC Technologies, no Campo de Marlim e será interligado à plataforma P-37 (Euphemio *et al*, 2009). O SSAO Marlim, ilustrado na Figura 3.6, contém dois desarenadores (A e E), uma harpa para separação gás-líquido (B), um separador tubular água-óleo (C), um vaso para separar as fases água-óleo (D), hidrociclones para enquadrar a água para reinjeção (F), uma bomba centrífuga para reinjeção (G) e um monitor de teor de óleos e graxas (TOG) na água (H). Esse piloto é diferente dos outros dois citados anteriormente, pois ele não possui uma bomba na linha de óleo e gás. O gás separado na harpa é recombinado ao óleo no vaso separador, o que auxiliará na elevação do óleo até a UEP (Orlowski *et al*, 2012).

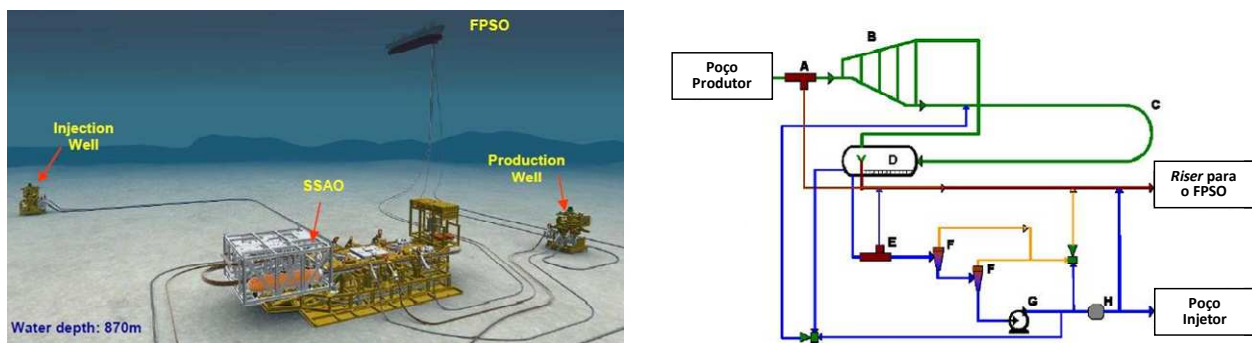


Figura 3.6. Projeto piloto do SSAO Marlim (adaptado de Orlowski *et al*, 2012).

3.2 Modelagem Integrada da Produção

As primeiras iniciativas de simular um modelo de reservatório integrado a um modelo de produção surgiram na década de 1970 e as aplicações destinavam-se exclusivamente a campos de gás seco. Tais campos estavam sujeitos a contratos de venda de gás, portanto, desejava-se, na época, realizar previsões de produção mais realistas e identificar com antecedência as necessidades de investimentos no futuro, tais como: a perfuração de novos poços para manter ou aumentar a produção, a ampliação do sistema de compressão etc.

Em 1971, um trabalho pioneiro desenvolvido por Dempsey *et al* (1971) foi publicado na revista *Journal of Petroleum Technology*, no qual foi apresentada a integração de um simulador de reservatórios bifásico e 2D, com um simulador bifásico de produção. Ainda nessa década, a empresa Amoco apresentou outra iniciativa ao incorporar uma opção para simular a malha de produção no seu simulador de reservatórios, visando sua utilização nos campos de gás do Mar do Norte (Mohamed e Steffensen, 1979). Esse novo simulador, monofásico e 2D, foi denominado de RAISEGAS (Reservoir And Installed Surface Equipment GAs Reservoir Simulator). O RAISEGAS foi bastante utilizado ao longo dos anos, entretanto, devido às suas limitações em simular fluxo multifásico, poços horizontais etc., Tingas *et al* (1998) relatam o acoplamento do simulador avançado de reservatórios da Amoco GCOMP com o simulador comercial de produção PIPEPHASE, da SIMSCI.

Emanuel e Ranney (1981) estenderam o uso da simulação integrada de reservatórios e produção para aplicações em campos marítimos de óleo que produziam para sistemas complexos

de produção, como a rede de produção ilustrada na Figura 3.7. Nesse caso, o simulador de reservatórios utilizado era trifásico (*Black-Oil*), assim como o simulador de produção, e 3D. Visando reduzir o elevado tempo computacional durante o cálculo da perda de carga no poço, os autores decidiram utilizar tabelas FVM, que representavam o escoamento do fluido desde o fundo do poço ao ponto onde a produção desse poço misturava-se com a de outro.

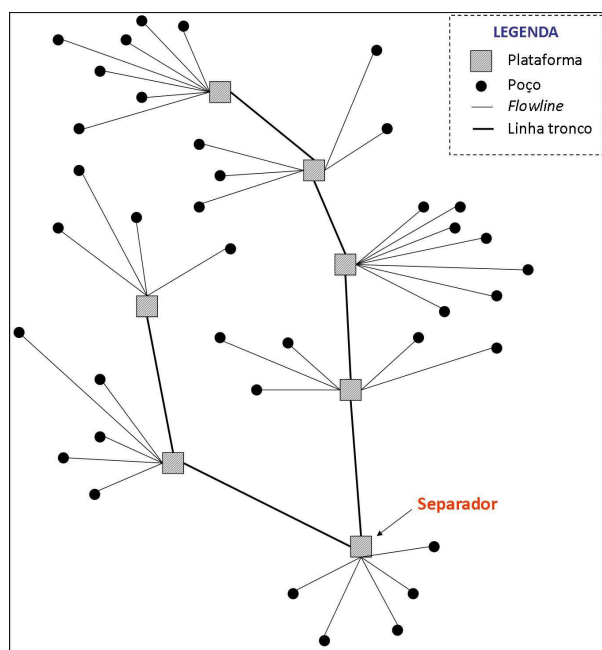


Figura 3.7. Sistema complexo de produção utilizado no acoplamento reservatório – produção (adaptado de Emanuel e Ranney, 1981).

Uma importante contribuição foi apresentada por Breaux *et al* (1985), cujo trabalho foi uma extensão daquele apresentado por Emanuel e Ranney (1981), ao incluírem regras de produção. Nele, as restrições das instalações de superfície eram incluídas e verificadas a cada passo de tempo e, em caso de violação, ações eram tomadas. Naquele momento, os autores citam que a inclusão das restrições das instalações de superfície era a principal diferença dos estudos tradicionais de simulação de reservatórios. A Tabela 3.2 resume algumas das restrições descritas por Breaux *et al* (1985).

Tabela 3.2. Regras de produção (restrições e ações) possíveis de serem incluídas durante uma simulação integrada (Breaux *et al*, 1985)

Restrições	Ações
Máximo RGO e WC e mínima vazão de produção para cada poço	Fechar os poços que violarem tais restrições
Verificação da capacidade da planta de compressão de <i>gas lift</i>	Poços voltam a produzir por surgência até que a capacidade da planta seja honrada
Verificação da capacidade da planta de geração de energia para bombeio	Poços voltam a produzir por surgência até que a capacidade da planta seja satisfeita
Verificação da capacidade da linha tronco da malha de produção	Poços produzindo por <i>gás lift</i> e por bombeio voltam a produzir por surgência. Se necessário, a produção é reduzida proporcionalmente até a capacidade da linha tronco for respeitada
Verificação da capacidade da planta de tratamento de água produzida	Poços são fechados de acordo com o WC
Verificação do potencial de óleo da planta	Se for menor, realizar intervenções nos poços e, por último, perfurar novos poços

A necessidade de modelar um sistema de produção de gás desde o reservatório ao ponto de venda fez com que a Shell, durante os anos de 1988 a 1991, desenvolvesse uma ferramenta que permitia integrar as áreas de reservatório e produção. Essa ferramenta, denominada *Gas Field Planning Tool* (GFPT), apresentava uma estrutura modular contendo um controlador geral, denominado de *Driver*, um módulo de subsuperfície e outro de superfície, conforme mostrado na Figura 3.8. O *Driver* controla toda a comunicação entre os simuladores, é o responsável pelo balanceamento do sistema e impõe as restrições operacionais e contratuais, relacionados à venda de gás. O módulo de subsuperfície permite utilizar um modelo simples de reservatório, tipo tanque (1D), e um simulador numérico de fluxo, nesse caso o MoReS, próprio da Shell. O módulo de superfície permite simular desde modelos simples, através do simulador SurfNet, próprio da Shell, a modelos multifásicos, através do simulador comercial PIPEPHASE (Hooi *et al*, 1993).

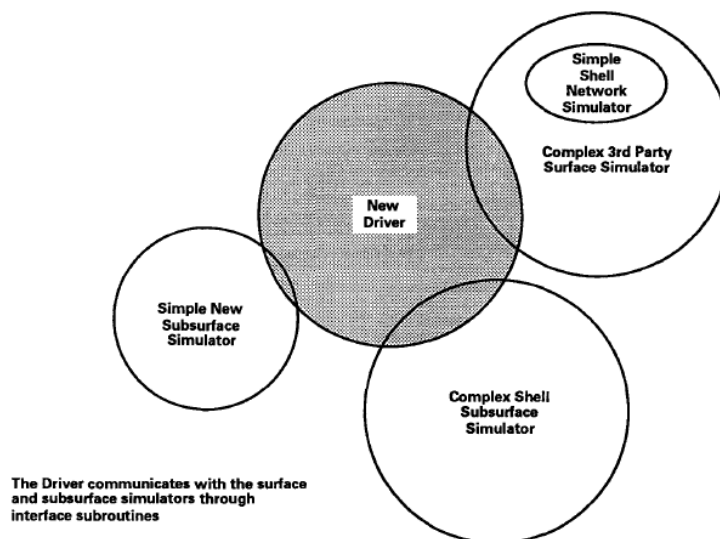


Figura 3.8. Sistema modular presente no GFPT (Hooi *et al*, 1993).

Uma aplicação de sucesso do GFPT ocorreu no Mar do Norte nos Campos de Greater Sole Pit, localizados na Bacia Sole Pit (Deutman e Rijen, 1997). Essa bacia caracterizava-se por campos maduros, uma boa infraestrutura de processamento e escoamento de gás, além de novos campos. O GFPT, nesse caso, resultou em ganhos de US\$ 5 milhões por ano, referente a previsões de produção mais confiáveis e, assim, melhores contratos de venda de gás, revisados anualmente, e de US\$ 23 milhões devido a um melhor detalhamento do projeto de ampliação do sistema de compressão.

O sucesso do GFPT, restrito ao uso de campos de gás, resultou no desenvolvimento do seu sucessor, o *Hydrocarbon Field Planning Tool* (HFPT). Com o HFPT era possível modelar sistemas integrados de produção em campos de gás, gás condensado e óleo. Além do *Driver* e módulos de subsuperfície e superfície, ele também apresenta um módulo de fluido para lidar com misturas de diferentes fluidos, e um módulo simplificado de processo. Aplicações do HFPT na Austrália, Oman e Reino Unido foram reportadas por Beliakova *et al* (2000).

O simulador de reservatório PEGASUS, evolução da primeira geração de simuladores da Mobil, chamado de COSMOS, permitia simular modelos *Black-oil* e composicional. Lyons *et al* (1995) destacam a extensão desse simulador para permitir simular múltiplos reservatórios acoplados à mesma instalação de superfície e a modelos simplificados de separação de processo.

O objetivo de incluir modelos simplificados de processo era para otimizar a produção de Gás Natural Liquefeito, pois nessas situações, os campos eram controlados pelas restrições da planta de processo (restrições na composição). Nesse caso, a eficiência das unidades de separação era representada por fatores de extração para cada componente. A Figura 3.9 ilustra um exemplo da unidade de separação considerada, cujo fator de extração é representado pela letra e . As demais letras, r , s e t , representam as vazões molares na entrada e na saída dos três componentes considerados, respectivamente.

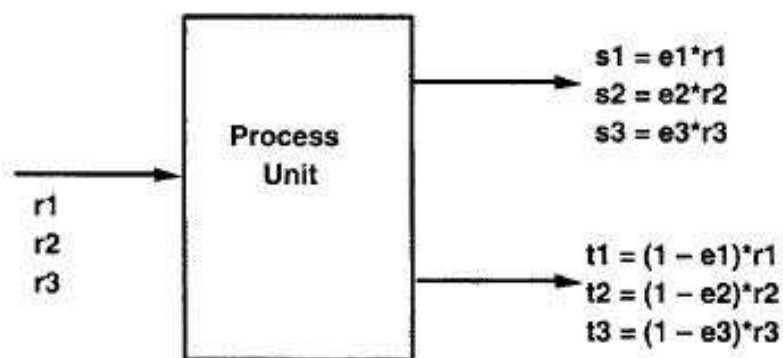


Figura 3.9. Modelagem simplificada da unidade de processamento no PEGASUS (Lyons *et al*, 1995).

Com o surgimento da interface de comunicação Máquina Paralela Virtual (*Parallel Virtual Machine* – PVM), a troca de informações, nesse caso, entre os simuladores de reservatório e produção se tornou mais simples e eficiente. O PVM possui uma biblioteca de funções que elimina a necessidade de troca de arquivos, permitindo transmitir apenas informações de dados previamente programados. Para isso, basta que cada simulador contenha uma biblioteca PVM para interpretar as mensagens que são enviadas e recebidas. O PVM foi usado como a interface de comunicação para acoplar o simulador comercial de reservatórios ECLIPSE (Schlumberger) com o simulador comercial de produção NETOPT. Um procedimento de balanceamento da solução foi proposto, no qual uma curva reta de IPR para cada poço, gerada pelo ECLIPSE, era enviada para o NETOPT para determinar a solução do sistema de produção (Hepguler *et al*, 1997).

A primeira aplicação de MIP da British Petroleum (BP) ocorreu num simulador de reservatórios e produção, no qual foi investigada a adoção do acoplamento explícito e implícito (Litvak e Darlow, 1995). No ano seguinte, esse simulador seria comprado pela Landmark e seu

nome alterado para VIP. A partir desse instante, diversos modelos integrados foram construídos, inclusive com aplicações composicionais (Litvak e Wang, 1998). Coats *et al* (2003) descrevem a formulação de um simulador integrado de reservatório e produção através do acoplamento implícito, que hoje é conhecido como NEXUS e também é comercializado pela Landmark.

Por volta da segunda metade da década de 1990, começou a surgir uma série de soluções de acoplamento entre os principais simuladores comerciais de reservatórios e produção, além de simuladores próprios de reservatório com simuladores comerciais de produção. Nesse período houve o acoplamento entre o IMEX (CMG) com o FORGAS (na época, pertencente à Neotechnology Consultants Ltd e atualmente à SPT Group), descrito por Trick *et al* (1994) e ECLIPSE e FORGAS, relatado por Trick (1998). Zapata *et al* (2001) descrevem o acoplamento entre o simulador de reservatórios CHEARS da Chevron e o PIPESOFT-2 (Petroleum Information/Dwights Inc). Da mesma maneira, o simulador de reservatórios POWERS da Saudi Aramco foi acoplado ao PIPESOFT (Al-Shaalan *et al* 2002) e ao GAP, da Petex (Hayder *et al*, 2006).

Com exceção da solução apresentada pela BP, todas as outras soluções listadas acima usaram o acoplamento explícito para integrar modelos de reservatório com modelos de produção. A diferença entre essas soluções está na forma como é realizada a troca de informações e os procedimentos de balanceamento da solução integrada. Essa foi a motivação das empresas de *software* para desenvolver um programa genérico que possibilitaria acoplar mais de um tipo de simulador de reservatório e produção, dando maior flexibilidade de uso para as companhias operadoras.

Ghorayeb *et al* (2003) descrevem as características de um controlador geral para acoplar múltiplos modelos de reservatórios a modelos de produção, através dos simuladores ECLIPSE e PIPESIM. Inicialmente, esse controlador geral, desenvolvido pela Schlumberger, foi denominado de R2SL (*Reservoir to Surface Link*), sendo depois incorporada ao AVOCET, uma ferramenta que visava utilizar o desenvolvimento do R2SL como base para aplicações de otimização em tempo real.

Da mesma maneira, a Petroleum Experts desenvolveu um conjunto de programas capazes de simular o escoamento desde o reservatório a sistemas de produção, inclusive um programa integrador, semelhante ao AVOCET, denominado RESOLVE. Atualmente, tanto o AVOCET

quanto o RESOLVE permitem acoplar simuladores de reservatório e de unidades de processamento de outras empresas.

Hohendorff Filho (2012) fez uma avaliação do acoplamento explícito utilizando o simulador comercial de reservatórios IMEX e um programa controlador de interfaces desenvolvido para acoplar o simulador de reservatórios com um simulador simplificado de produção. Para lidar com eventuais instabilidades numéricas que podem ocorrer em função do acoplamento explícito, o autor propôs duas alternativas: (1) utilizar um passo de tempo de sincronização adaptativo (ACET) e (2) corrigir a curva de IPR que o simulador de reservatórios disponibiliza para cada poço (IPRc). Essas duas alternativas já estão disponíveis nos programas comerciais que promovem o acoplamento explícito.

Cotrim (2012) utilizou o programa desenvolvido por Hohendorff Filho (2012) e estudou o impacto de três diferentes métodos de alocação de vazão no VPL de um projeto, quando as produções de múltiplos modelos de reservatórios escoam para uma UEP que contém restrições de capacidade. Esses três métodos estão presentes no simulador comercial IMEX, mas tiveram que ser incluídos no programa controlador, pois, em decorrência do acoplamento explícito, todos os controles de vazão dos poços são transferidos para o programa controlador.

4. METODOLOGIA

Nesse capítulo, é apresentado um fluxograma geral que mostra os principais itens necessários para a construção de um modelo integrado. Apesar de basearem-se nas ferramentas da Petex, algumas etapas do fluxograma também são úteis para qualquer programa que permite simular modelos integrados.

Os Capítulos 2 e 3 apresentaram as diferentes tecnologias que visam promover a separação submarina gás-líquido: vaso separador horizontal, vaso separador vertical, separação em linha (*inline separation*) e separação em pequenos dutos (*pipe separation*). Cada uma dessas tecnologias apresenta suas vantagens e limitações tecnológicas, que podem impactar nos possíveis locais de aplicação (*e.g.* limitação da lâmina d'água), eficiência de separação das fases etc. Muitos fatores afetam a eficiência de separação de um separador gás-líquido, desde o tamanho do equipamento à característica do fluido. No entanto, não é objetivo do presente trabalho simular todos os fenômenos que ocorrem durante a separação das fases gás e líquido, mas sim avaliar quanto que um campo produziria se a fase gasosa fosse separada da fase líquida no leito submarino, independente do tipo de tecnologia aplicado e das características do fluido. Após uma avaliação comparativa entre os possíveis métodos de elevação num determinado projeto, caso o SSGL seja o mais atrativo, testes em campo seriam necessários para auxiliar no dimensionamento do equipamento, conforme citado no Capítulo 3 para os projetos de Perdido, BC-10, Pazflor e SSAO-Marlim.

4.1 Construção de um modelo integrado

As vantagens de se trabalhar com modelos integrados foram apresentadas no Capítulo 2. Para muitos, acoplar um modelo de reservatório a um modelo de produção pode parecer um trabalho bastante simples, bastando integrar os modelos através do programa integrador (*e.g.* AVOCET ou RESOLVE), no caso de acoplamento explícito, selecionar o passo de tempo de sincronização, o início e término da simulação e executar o modelo integrado. Infelizmente, esse trabalho não é tão simples quanto parece e, portanto, se os engenheiros não souberem trabalhar da melhor maneira, a MIP pode trazer mais decepção do que vantagem para o trabalho. Como

referência na construção e manutenção de um modelo integrado utilizando as ferramentas da Petex, vale a leitura dos trabalhos de Amudo *et al* (2011) e Stevenson *et al* (2012).

Nesse capítulo são apresentados os requisitos mínimos necessários para construir e trabalhar com modelos integrados. Um fluxograma geral para a construção de um modelo integrado é apresentado na Figura 4.1.

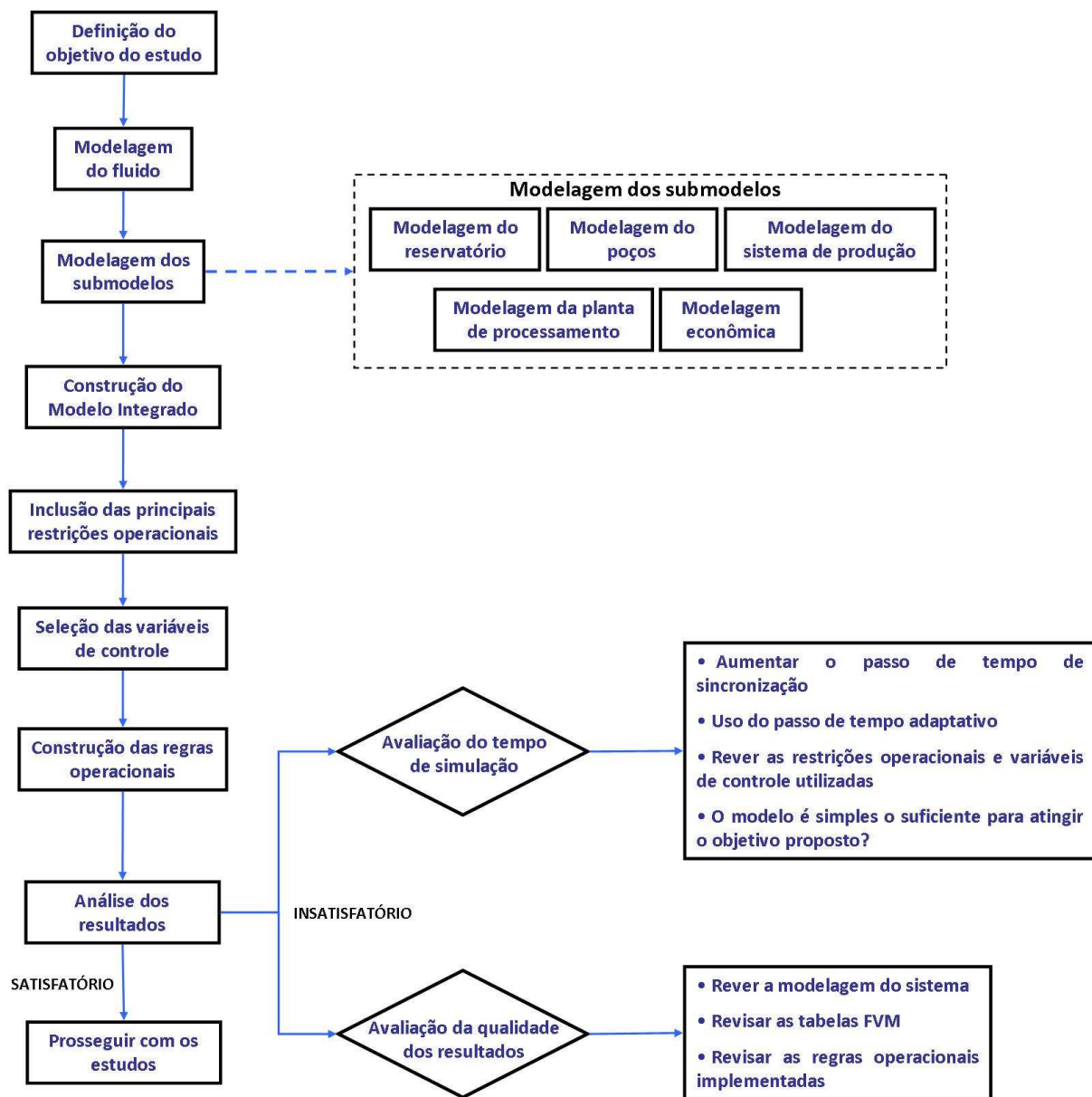


Figura 4.1. Fluxograma geral para a construção de um modelo integrado.

4.1.1 Definição do objetivo

A primeira tarefa diante de um novo estudo ou projeto é definir seu objetivo. Apesar da evolução dos computadores nas últimas décadas, permitindo simular, por exemplo, modelos de reservatórios cada vez maiores e em tempos razoáveis até mesmo para estudos de incerteza, o tempo de uma simulação de um modelo integrado é maior do que uma simulação de reservatórios².

A primeira regra que os engenheiros devem considerar ao construir um modelo integrado é torná-lo o mais simples possível para atingir o objetivo do trabalho. Cada submodelo presente num modelo integrado pode apresentar um grau de complexidade alto, o que implica num elevado tempo computacional de simulação. Supondo que todos os submodelos sejam construídos dessa maneira, o tempo computacional de uma simulação integrada pode tornar o modelo inviável para um estudo investigativo, no qual dezenas de cenários necessitam ser avaliados.

4.1.2 Modelagem do fluido (PVT)

A segunda questão importante na modelagem integrada está relacionada com o fluido. Apesar da equação que descreve o escoamento do fluido no meio poroso ser diferente daquela que descreve o escoamento em tubulações, o fluido é o mesmo e, portanto, necessita haver consistência ao se passar de um modelo para o outro. Como o acoplamento explícito lida com diferentes simuladores das diferentes áreas, a alimentação dos dados PVT em cada um deles é diferente. Independente de como cada simulador lida com o modelo de fluido, o mais importante é que eles sejam gerados a partir da mesma Equação de Estado que foi utilizada para ajustar aos resultados experimentais de ensaios PVT, garantindo-se, assim, que os fluidos sejam consistentes entre os simuladores.

A consistência do modelo de fluido pode ser verificada através da comparação da vazão mássica produzida entre os diferentes simuladores. Na formulação *Black-Oil*, problemas de consistência de fluido somente ocorrerão se forem utilizados diferentes ajustes dos dados de

² Não está sendo considerado o tempo total típico de situações nas quais dois ou mais modelos de reservatório produzem para a mesma UEP, que apresenta restrições de capacidade.

laboratório nos modelos de fluido. Na formulação composicional, é necessário estar atento à condição-padrão de cada simulador. É importante garantir que todos os simuladores utilizem a mesma condição-padrão que foi usada durante o ajuste da Equação de Estado, caso contrário, os simuladores podem prever diferentes valores de vazão mássica produzida. Se a condição-padrão for diferente, a massa específica do fluido também será e, portanto, quando a vazão volumétrica for enviada de um simulador ao outro, a vazão mássica resultante será diferente.

4.1.3 Modelagem dos submodelos

Conforme foi citado na Seção 4.1.1, cada submodelo pode apresentar um grau de complexidade alto com relação à modelagem, no entanto, nem sempre é necessário representá-lo dessa maneira. Por exemplo, a representação do reservatório pode ser feita através de um modelo numérico (3D, *Black-Oil* ou composicional, com milhares a milhões de células) ou um modelo analítico (1D, *Black-Oil* ou composicional) e o sistema de produção pode utilizar um modelo mais simples para o cálculo térmico (coeficiente global de troca térmica) ou um modelo mais rigoroso (balanço de energia).

Basicamente, os submodelos necessários para uma simulação integrada são: reservatório, poço e sistemas de produção. A modelagem da planta de processamento pode ser representada, de maneira mais simplificada, dentro do sistema de produção, como, por exemplo, o sistema de compressão de gás, bombas de injeção e até mesmo um esquema simplificado de unidades de separação. O mesmo vale para o cálculo econômico, que pode ser simples ou complexo. Portanto, a opção por utilizar um simulador de processos e incluir um cálculo econômico mais rigoroso está diretamente relacionada com o objetivo do trabalho.

4.1.4 Construção do modelo integrado

Após a definição do objetivo do trabalho e da forma como o fluido será tratado em cada um dos submodelos, a próxima etapa consiste em integrá-los dentro do programa integrador e controlador, específico para isso, que, nesse caso, é o RESOLVE. Normalmente, a integração entre os modelos de reservatório e sistemas de produção ocorre no fundo do poço e entre o

sistema de produção e planta de processamento no separador, na UEP. Os submodelos são carregados dentro do RESOLVE e, em seguida, a conexão entre eles é realizada, conforme ilustrado na Figura 4.2. Algumas configurações como o início e término da simulação e a escolha do passo de tempo de sincronização, fixo ou adaptativo, são definidas dentro do RESOLVE.

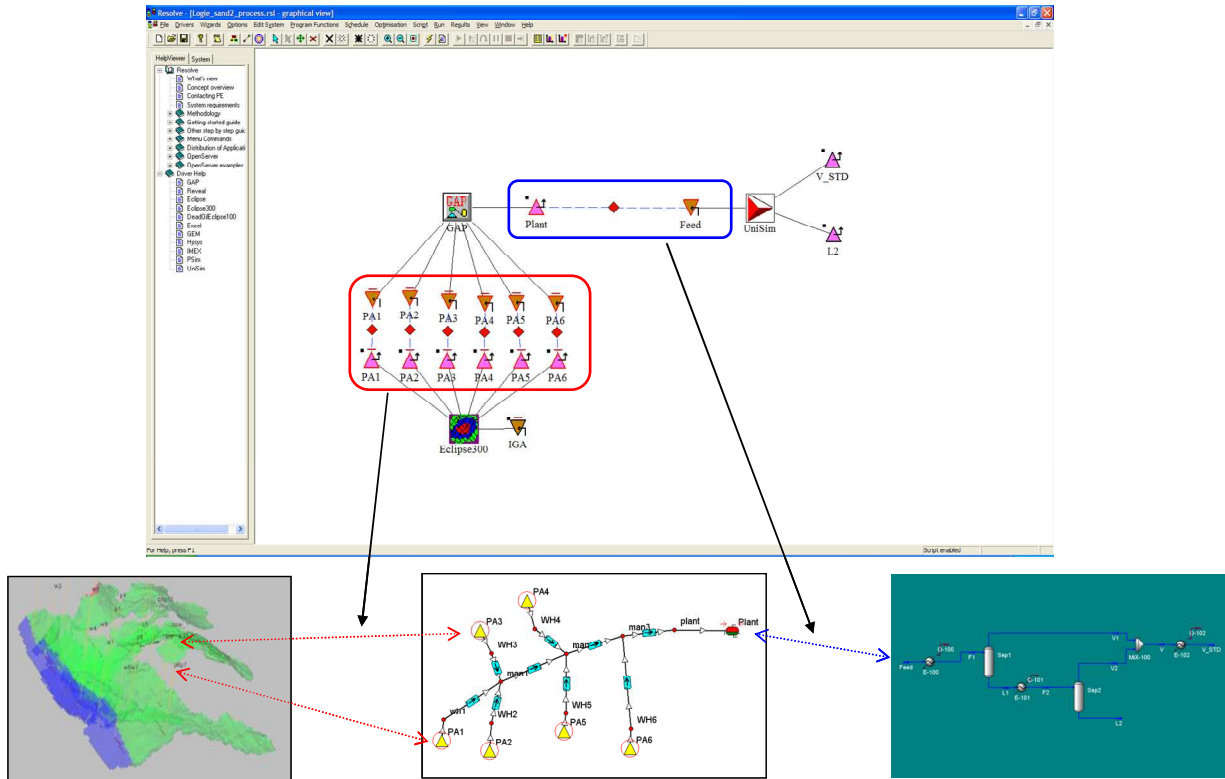


Figura 4.2. Conexão entre os submodelos de reservatório, de produção e de processamento no RESOLVE.

4.1.5 Restrições operacionais e variáveis de controle

Esse item é muito importante e se não for bem configurado, pode resultar em problemas de convergência e em elevados tempos computacionais durante uma simulação integrada.

Diferente da simulação numérica de reservatórios, na MIP, as restrições mais comuns que existem num sistema de produção são incluídas no simulador de produção. Um sistema de produção é composto por diversas restrições, podendo ser classificadas em diferentes níveis do sistema de produção:

- Poço: vazão máxima (água, óleo e líquido), BHP mínimo, máxima queda de pressão no poço;
- Tubulação: velocidade erosional e máxima pressão;
- Grupo (*manifold* de produção ou injeção): máxima vazão;
- UEP: capacidade máxima de produção de líquido e tratamento de água, sistema de compressão, sistema de injeção de água, geração de energia, temperatura do fluido etc.

O otimizador presente nos simuladores de produção tende a ser bem robusto e flexível e, portanto, é capaz de otimizar sistemas que considerem a maioria das restrições citadas acima. Apesar disso, é muito comum que, mesmo que um sistema contenha todas essas restrições, muitas não serão atingidas durante a vida produtiva do campo. Agora, se todas as restrições existentes num sistema forem incluídas no modelo durante um estudo, o otimizador terá que verificar cada uma delas a cada iteração que faz para tentar otimizar o sistema. Como consequência, o tempo computacional pode aumentar significativamente e, dependendo da complexidade do sistema, o otimizador pode não convergir para a solução.

Outra questão importante está relacionada com as variáveis de controle. Normalmente, as possíveis variáveis de controle são as válvulas reguladoras de vazão (válvula *choke*) e alguma variável referente ao método de elevação artificial, como a vazão de injeção de gás (GLC), frequência de operação da bomba (bomba centrífuga submersa), etc. A seleção das variáveis de controle também tem um impacto grande no tempo computacional. Por exemplo, não há necessidade de considerar como variável de controle a válvula *choke* de um poço que o engenheiro sabe que o mesmo encontra-se produzindo no potencial ou que a válvula não pode ser operacionalmente manuseada.

A recomendação ao trabalhar com modelos integrados é considerar apenas as restrições que os engenheiros responsáveis sabem que podem ocorrer durante uma previsão de produção e as variáveis de controle que podem ser operacionalmente manuseadas. As outras restrições podem ser monitoradas e, caso ocorram, ações podem ser tomadas para que elas sejam respeitadas. Essa é a ideia da inclusão de lógicas operacionais, próximo item desse capítulo. Além disso, as restrições podem ser incluídas e excluídas a cada passo de tempo de sincronização durante uma simulação integrada.

4.1.6 Lógicas operacionais

Conforme foi apresentado no Capítulo 3, a primeira implementação de lógicas operacionais, ou regras de produção, foi proposta por Breaux *et al* (1985). Essas lógicas são condicionais do tipo IF, THEN - ELSE, ACTION, ou seja, uma restrição é verificada em cada passo de tempo de sincronização e, dependendo se a condição foi atingida, ela pode seguir caminhos diferentes, onde uma ação será tomada.

As lógicas operacionais são uma grande vantagem da MIP, comparada à simulação de reservatórios, pois permitem alterar informações do sistema de produção ao longo da simulação, baseadas em determinadas condições pré-determinadas, tais como: o alinhamento de poços, a ampliação dos limites de capacidade, sistema de compressão e injeção, a alteração de métodos de elevação artificial etc.

Outra importância das lógicas operacionais está relacionada com a questão da restrição. É comum a produção de um campo estar limitada devido a um conjunto de restrições do sistema de produção (*e.g.* capacidade de tratamento de água e temperatura). Dessa maneira, é possível criar funções-objetivos que incluam essas variáveis, permitindo selecionar aqueles poços que deverão ter sua produção restringida para honrar as restrições e, assim, minimizar a perda de produção de óleo.

4.1.7 Tempo computacional e qualidade dos resultados

Conforme citado nas seções anteriores, o tempo computacional de uma simulação integrada depende de vários fatores: complexidade dos submodelos, seleção das restrições e variáveis de controle e a maneira como a lógica operacional foi implementada. Se o tempo computacional estiver elevado, o uso do passo de tempo adaptativo pode reduzir significativamente o tempo, principalmente num período de produção em que o reservatório já passou do regime transiente de produção. Rever se não há alguma restrição operacional desnecessária para o modelo, assim como alguma variável de controle também é válido. Reformular o problema através das lógicas operacionais é importante também. Algumas vezes, é possível obter a mesma resposta criando lógicas mais robustas e diretas.

Uma questão importante, reportada por Stevenson *et al* (2012) está relacionada com a discretização da tabela FVM gerada. O autor cita a importância de utilizar a maior quantidade possível de pontos para cada variável, mesmo que isso leve mais tempo durante sua geração. Além disso, outra recomendação é aumentar a densidade de pontos no local onde ocorrem variações maiores da tangente da curva FVM e garantir que a faixa utilizada dos valores para cada variável seja satisfatória durante o período de simulação. Caso contrário, o simulador terá que extrapolar a faixa de valores, o que pode resultar num aumento do tempo computacional durante o cálculo de um passo de tempo, além de problemas de convergência da solução.

4.2 Modelagem do SSSL no GAP

A Figura 4.3 ilustra um esquema de um poço produzindo por SSSL, onde é possível observar a unidade de separação gás-líquido e a presença de uma bomba centrífuga à jusante do SSSL. A Figura 4.4, por outro lado, ilustra a modelagem desse sistema no GAP.

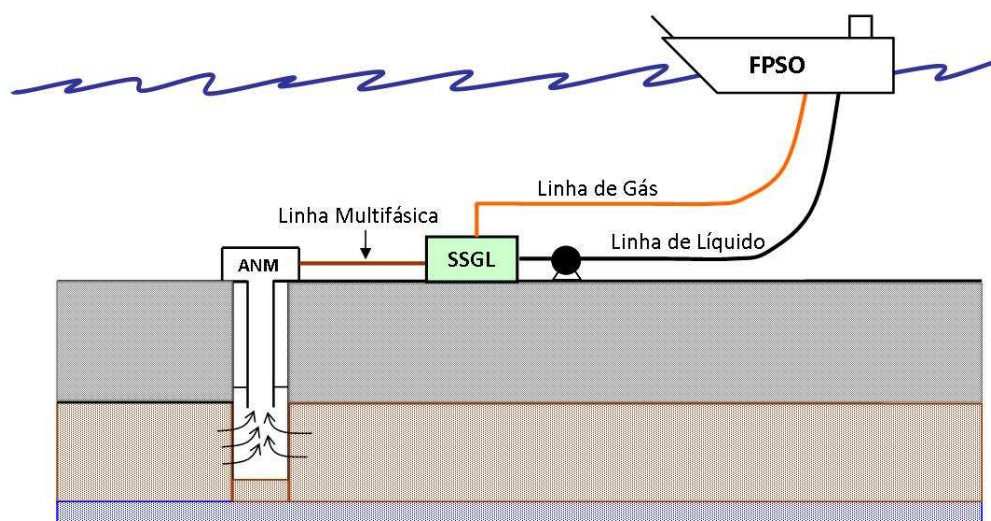


Figura 4.3. Esquema de um poço produzindo pela tecnologia SSSL.

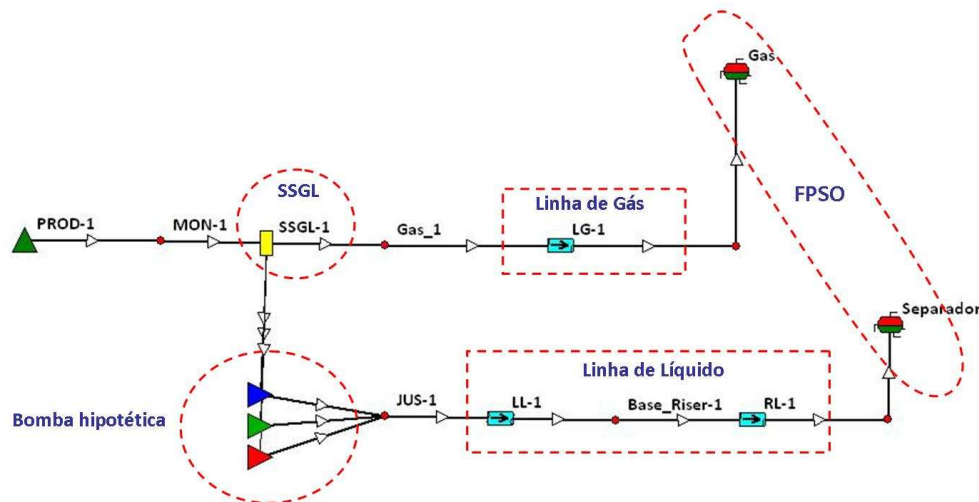


Figura 4.4. Modelagem do sistema de produção SSSL no GAP.

A principal diferença entre a figura esquemática e o modelo no GAP é a inexistência de um elemento que represente a bomba centrífuga. Isso foi modelado de maneira proposicional e o motivo para isso é ter como resposta o incremento de pressão (Δp) necessário que a bomba precisa fornecer ao fluido para viabilizar a vazão produzida, além de permitir avaliar se para um determinado caso há limitação tecnológica. Essa informação, posteriormente, pode ser útil para ajudar na especificação da melhor bomba para o projeto.

Os três triângulos ilustrados na Figura 4.4 representam as correntes de óleo (verde), água (azul) e gás (vermelho), chamados no GAP de *oil stream*, *water stream* e *gas stream*, respectivamente. Após a separação das fases no elemento SSSL-1, cada fase segue por uma dessas correntes, que logo se misturam no nó JUS-1. O objetivo delas, nesse caso, é complementar a pressão do sistema necessária para satisfazer o balanço de pressão. Dessa maneira, o Δp da bomba hipotética pode ser facilmente obtido pela diferença entre os nós JUS-1 e MON-1.

O elemento SSSL-1, chamado de *Inline General*, é um elemento em linha programável, no qual o comportamento desse objeto é controlado por algoritmos escritos pelo engenheiro, diferentemente do que ocorre numa tubulação, por exemplo, no qual o comportamento é descrito por um modelo físico. A sintaxe usada é similar à linguagem de programação C. Seu objetivo é possibilitar o engenheiro criar modelos de equipamentos que não existem no GAP, como, por exemplo, um modelo diferente de bomba. Nesse trabalho, ele foi utilizado para determinar a

vazão volumétrica de gás que passará na bomba hipotética e, portanto, na linha de líquido, em função do GVF, calcular o Δp da bomba e estimar a potência da mesma. O algoritmo implementado no *Inline Element* está descrito no Apêndice I.

4.3 Comparação das tecnologias SSGL e GLC

Terminada a construção de um modelo integrado para simular a produção de um reservatório através da tecnologia SSGL e GLC, a maneira utilizada nesse trabalho para a comparar as duas tecnologias, em termos de capacidade de produção, será a partir das curvas de produção de líquido, óleo e água, variáveis importantes para o dimensionamento do sistema de produção e da UEP. Além disso, outras variáveis importantes também serão analisadas, como a pressão do reservatório, a queda de pressão no poço, o efeito da redução da contrapressão imposta pelo sistema no poço, a influência da injeção de água no desempenho das tecnologias e o diâmetro da linha de produção. Dessa maneira, poder-se-á ter uma ideia das principais características da tecnologia SSGL que podem influenciar na produção e como se precaver caso ela seja implementada.

4.4 Valoração da tecnologia SSGL

A valoração da tecnologia SSGL nesse trabalho será a partir da estimativa do volume incremental que essa tecnologia é capaz de antecipar, comparado com a tecnologia GLC. O volume incremental de óleo obtido através do SSGL nesse trabalho é a diferença entre o volume de óleo produzido pelo SSGL e o volume produzido pelo GLC, até o momento em que o uso de GLC se torna mais atrativo, ou seja, a vazão de produção de óleo pelo GLC é superior à vazão de produção pelo SSGL. Para reduzir o tempo computacional das simulações, utilizou-se o passo de tempo de sincronização adaptativo, o que resultou em diferentes datas de passo de tempo durante as simulações. Portanto, para facilitar o cálculo do volume incremental de óleo, utilizou-se o *Results Report*, da CMG, no qual um arquivo de entrada (formato **.rwd*), ilustrado na Figura 4.5, é construído e que continha as variáveis e as datas desejadas que seriam impressas num arquivo de saída (formato **.rwo*). Nesse trabalho, optou-se por imprimir a vazão de óleo, água e gás e suas respectivas produções acumuladas num período mensal.

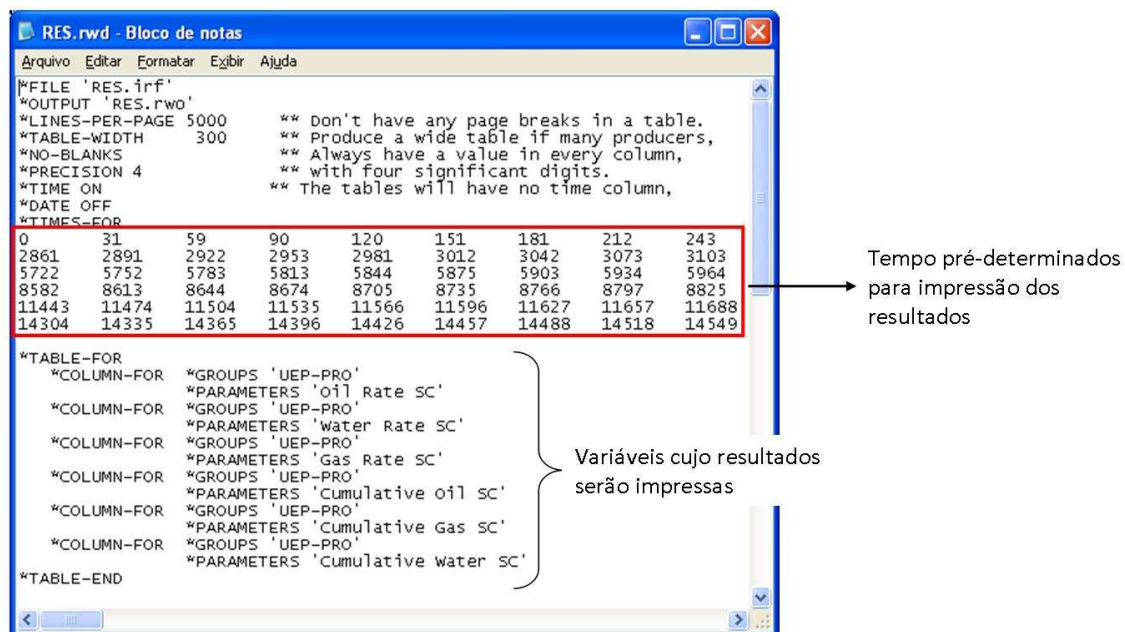


Figura 4.5. Arquivo usado para gerar os resultados nas datas pré-determinadas.

5. APLICAÇÃO

Nesse capítulo, serão apresentados os modelos utilizados para construir o modelo integrado, de acordo com o fluxograma apresentado no Capítulo 4, e avaliar os resultados obtidos da comparação entre as tecnologias de elevação artificial, que serão apresentados no Capítulo 6.

Na Seção 1.2, o objetivo do presente trabalho foi definido, que é comparar a tecnologia de processamento submarino SSGL com a tecnologia convencional de elevação artificial GLC. A comparação, nesse trabalho, será apenas em termos de produção de óleo, sem considerar questões de garantia de escoamento que, conforme já foi citado, é um fator muito importante para viabilizar o desenvolvimento dos campos de águas profundas. As ferramentas utilizadas durante a realização desse trabalho foram:

- Simulador de reservatórios: IMEX (CMG);
- Simulador de modelagem de poço: PROSPER (Petex);
- Simulação do sistema de produção: GAP (Petex);
- Simulador de caracterização e modelagem de fluido: PVTP (Petex);
- Simulador integrador e controlador: RESOLVE (Petex)

5.1 Modelagem do fluido

O modelo de fluido utilizado nesse trabalho está baseado em uma análise PVT experimental de liberação diferencial. Visto que as questões de garantia de escoamento não serão incluídas nesse trabalho e a composição da fase gasosa separada também não tem importância, optou-se por utilizar a formulação *Black-Oil* nos modelos de reservatório e produção. A Tabela 5.1 apresenta as propriedades do fluido utilizado.

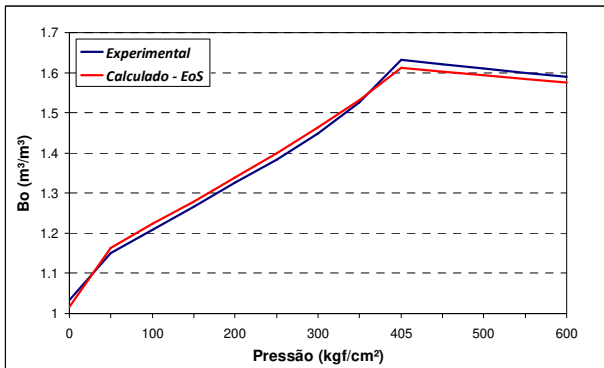
A partir da análise experimental de laboratório, ajustaram-se os parâmetros da Equação de Estado (EoS – *Equation of State*) de Peng Robinson para os dados medidos, cujos resultados estão ilustrados na Figura 5.1. Essa análise experimental continha o ensaio de liberação diferencial realizado apenas para a temperatura do reservatório. Para o modelo de reservatório, que é tratado de forma isotérmica, isso é satisfatório. No entanto, para o modelo do sistema de

produção, é importante que haja, pelo menos, o mesmo ensaio a diferentes temperaturas: uma na temperatura do reservatório e outra a uma temperatura inferior. Dessa forma, buscaria ajustar uma Equação de Estado capaz de prever, com boa precisão, as propriedades ilustradas nas Figura 5.1 nas duas temperaturas, satisfazendo, assim, o reservatório e o sistema de produção.

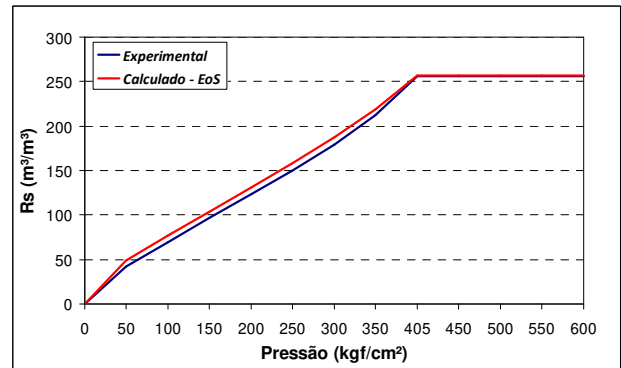
Tabela 5.1. Propriedades do fluido utilizado nesse trabalho

Propriedades	Valor
Densidade API	28.39
Razão Gás-Óleo (m^3/m^3)	261.16
Pressão de Saturação (kgf/cm^2)	405
Densidade do gás	0.8876
Temperatura do Reservatório ($^{\circ}\text{C}$)	58.30

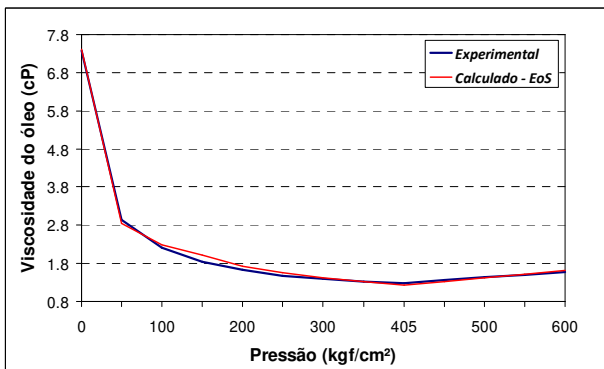
A partir da EoS ajustada, são exportados modelos de PVT (*Black-Oil*) nos formatos específicos para o IMEX e para o PROSPER. Normalmente, o modelo PVT dos simuladores de reservatórios *Black-Oil* incluem as curvas das propriedades B_o (Figura 5.2a), R_s (Figura 5.2b) e viscosidade do óleo (Figura 5.2c) na condição saturada (azul) e subsaturada (vermelho) em função da pressão, conforme ilustrado na Figura 5.2.



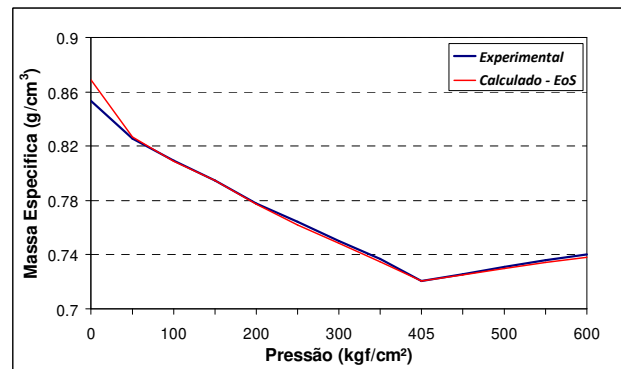
(a) Fator Volume Formação do Óleo



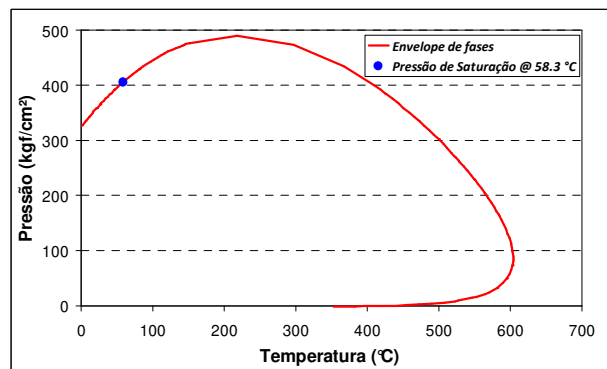
(b) Razão de Solubilidade



(c) Viscosidade do óleo

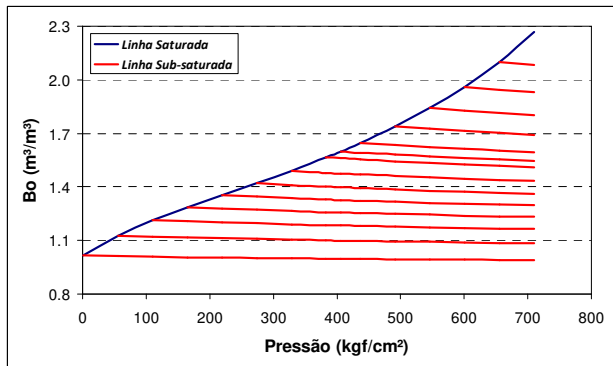


(d) Massa específica do óleo

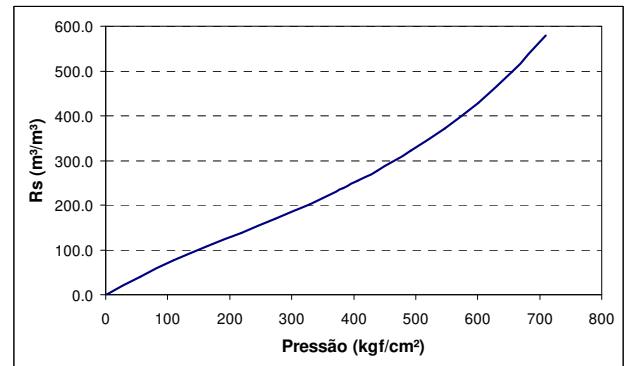


(e) Diagrama $p - T$ (Envelope de fases)

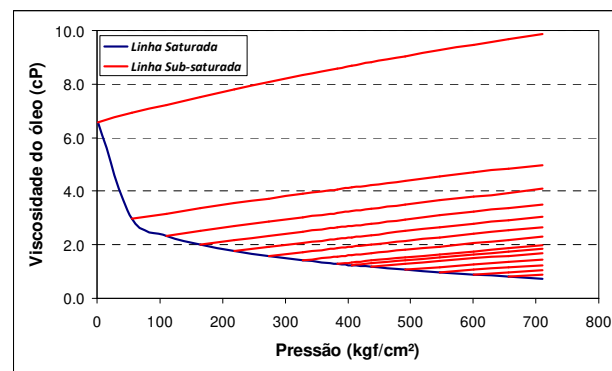
Figura 5.1. Resultados do ajuste da equação de estado a partir dos dados experimentais de liberação diferencial.



(a) Fator Volume Formação do Óleo



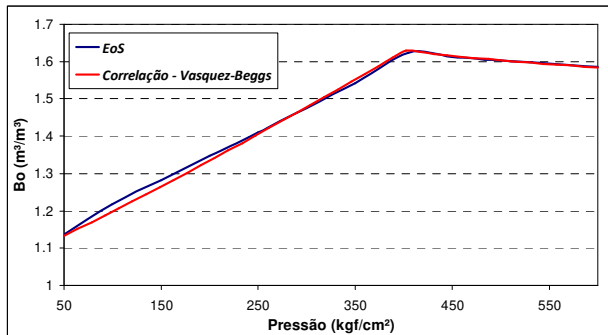
(b) Razão de Solubilidade



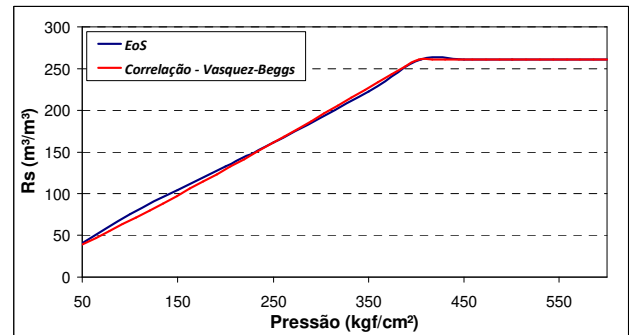
(c) Viscosidade do óleo

Figura 5.2. Curva das propriedades do modelo de fluido *Black-Oil* para o simulador de reservatórios.

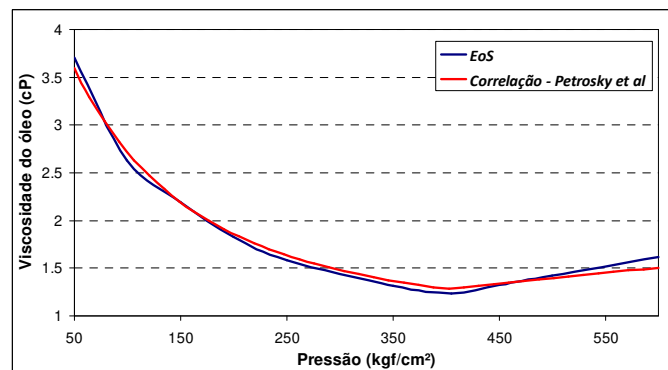
No caso do PROSPER, a temperatura se torna uma propriedade importante. Como havia informação de dado experimental somente na temperatura do reservatório, foi necessário utilizar correlações *Black-Oil* para poder estimar o valor das propriedades B_o , R_s e viscosidade do óleo em função da variação da temperatura e pressão ao longo do escoamento do fluido nas tubulações (Figura 5.3). Caso contrário, seria possível gerar tabelas *Black-Oil* em diversas temperaturas, cobrindo toda a faixa de variação, que o simulador as interpolaria durante o cálculo.



(a) Fator Volume Formação do Óleo



(b) Razão de Solubilidade



(c) Viscosidade do óleo

Figura 5.3. Propriedades PVT do óleo após o ajuste através de correlações *Black-Oil* no PROSPER.

5.2 Modelagem do Reservatório

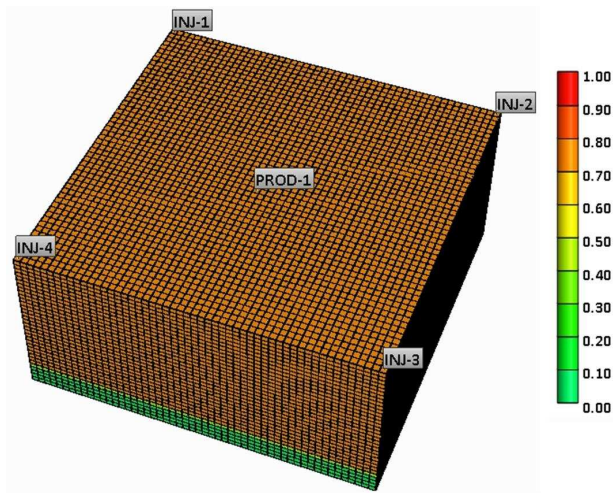
Foram utilizados dois modelos de reservatório: um homogêneo e o outro heterogêneo. A única diferença entre eles está relacionada à heterogeneidade presente no segundo. A Tabela 5.2 resume as características comuns a ambos os modelos. Normalmente, o critério de abandono define a data final de produção de um projeto. Um critério muito comum é quando o custo de produção se torna superior à receita obtida. No entanto, nesse trabalho, ao invés de adotar um critério de abandono, optou-se por considerar a data final de 01/01/2050 como forma de avaliar a tecnologia no longo prazo (41 anos de simulação).

Tabela 5.2. Características dos modelos de reservatório homogêneo e heterogêneo

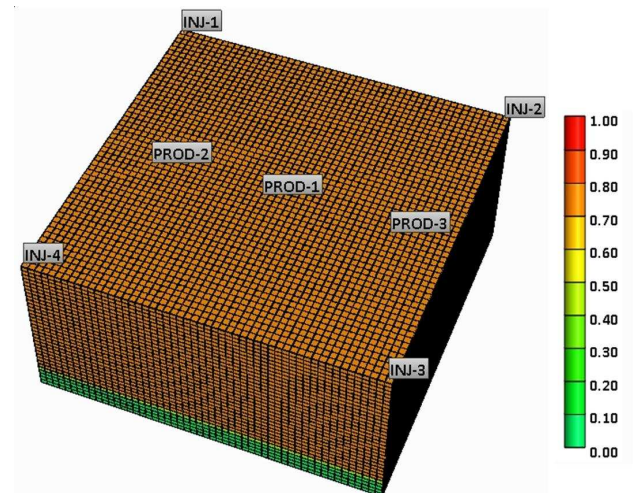
Propriedades	Valor
Tipo da malha	Cartesiano
Dimensão	3900 m nas direções x e y e 85 m na direção z
Número de células	53 nas direções x e y e 34 na direção z
Topo do Reservatório	4906 m
Base do Reservatório	4991 m
Contato Água/Óleo	4980 m
Capa de Gás	Não
Pressão inicial	564.7 kgf/cm ²
Pressão de saturação	405 kgf/cm ²
Células completadas (produtores)	1 - 26
Células completadas (injetores)	5 - 28
Início da simulação	01/01/2009
Término da simulação	01/01/2050

5.2.1 Modelo homogêneo

O modelo homogêneo será utilizado durante os Estudos 1 e 2, cujas características serão detalhadas mais a frente nesse capítulo. A configuração dos poços para cada estudo está ilustrada na Figura 5.4. Considerou-se para o modelo homogêneo um valor de porosidade constante e igual a 20%, permeabilidade horizontal igual a 250 mD e permeabilidade vertical igual a 10% do valor da permeabilidade horizontal, ou seja, 25 mD. Esse modelo é representado pela curva de permeabilidade relativa ilustrada na Figura 5.5.

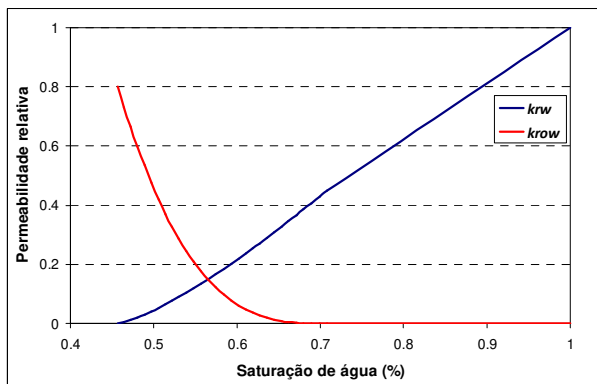


(a) Configuração de poços utilizado no Estudo 1

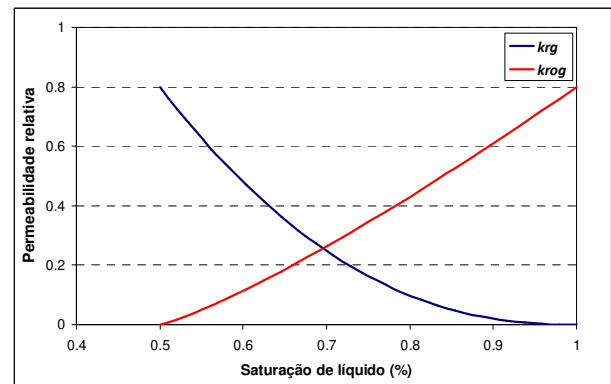


(b) Configuração de poços utilizado no Estudo 2

Figura 5.4. Visualização 3D do mapa de saturação de óleo e a configuração dos poços utilizada para o Estudos 1 e 2.



(a) Curva de permeabilidade relativa água-óleo



(b) Curva de permeabilidade relativa gás-óleo

Figura 5.5. Curva de permeabilidade relativa utilizada no modelo homogêneo.

5.2.2 Modelo heterogêneo

O modelo heterogêneo utilizado consiste num modelo representativo dos reservatórios carbonáticos do Pré-Sal. Sua construção baseou-se a partir de informações de dois poços, ambos testemunhados, e utilizou-se a técnica de geoestatística de krigagem para a construção dos modelos de porosidade e permeabilidade. A Figura 5.6 ilustra o mapa de saturação de óleo desse modelo com as três configurações de poços utilizadas: (1) três produtores e quatro injetores; (2)

três produtores e seis injetores e (3) dois produtores e quatro injetores. A Figura 5.7 ilustra uma seção do mapa de porosidade e permeabilidade, na qual é possível observar, por exemplo, a presença de camadas de alta permeabilidade (Figura 5.7b). Vale ressaltar que não foi realizado nenhum estudo de otimização para a locação dos poços produtores e injetores.

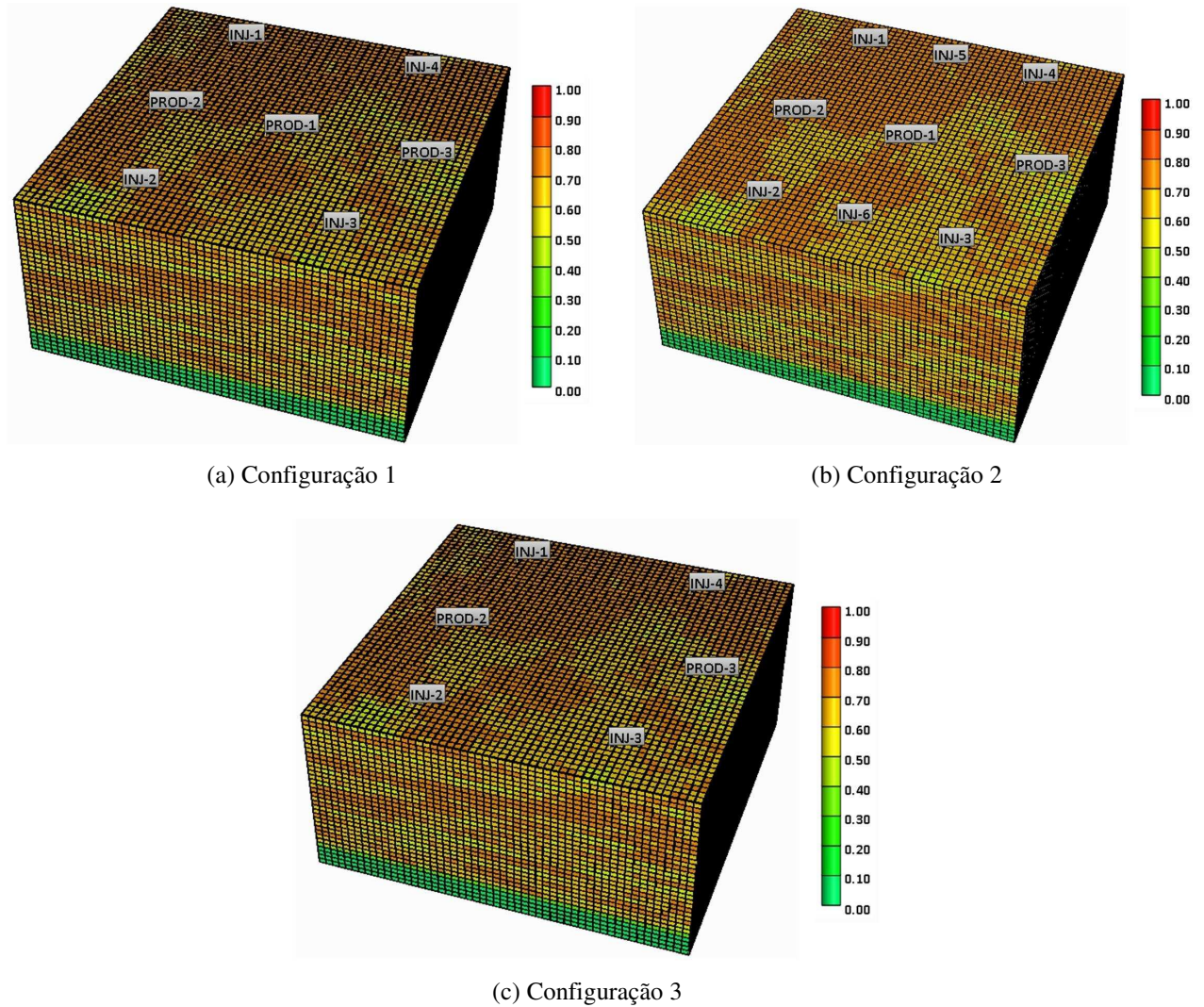


Figura 5.6. Visualização 3D do mapa de saturação de óleo e as três configurações dos poços utilizadas para o Estudo de Caso 3.

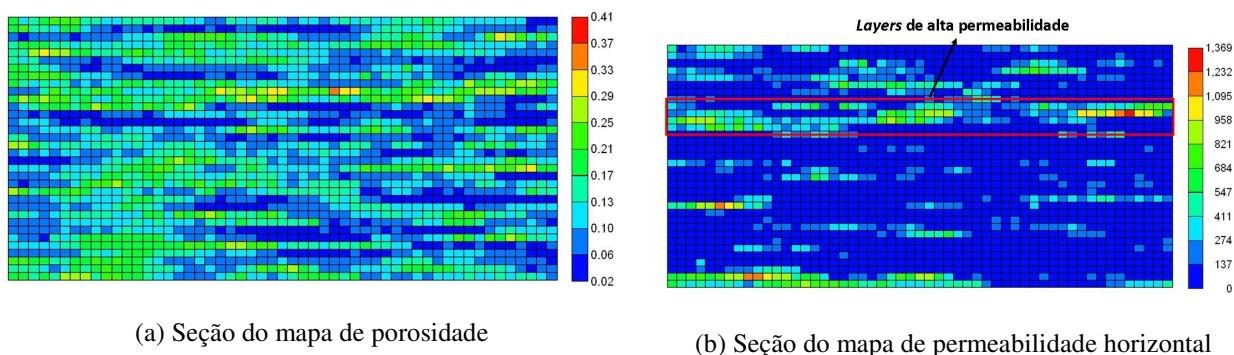


Figura 5.7. Seção do mapa de porosidade e permeabilidade e a indicação da presença de camadas de alta permeabilidade, mostrando a complexidade do modelo heterogêneo.

5.3 Modelagem do sistema de produção e do poço

A Figura 5.8 e a Figura 5.9 ilustram, respectivamente, as informações do sistema de produção e do poço utilizadas nesse trabalho, resumidas na Tabela 5.3, para os sistemas GLC e SSGL. O modelo de poço nesse trabalho, modelado no PROSPER, corresponde ao escoamento do fluido desde o fundo do poço à ANM, e ele está representado na forma de tabelas FVM. Além disso, utilizou-se o conceito de poço “tipo”, ou seja, todos os poços produtores apresentam o mesmo modelo do poço, consequentemente, a mesma tabela FVM. Portanto, dois modelos foram construídos: um para poço surgente, para ser utilizado na tecnologia SSGL, e outro para poço com válvula de injeção de gás, para ser utilizado na tecnologia GLC. A diferença é que durante a geração da tabela FVM, o modelo de poço GLC tem uma coluna a mais, representando a vazão de injeção de gás.

A modelagem do restante do sistema de produção, ou seja, da ANM à UEP foi realizada no GAP. Para a tecnologia GLC, não foi modelado o sistema injeção de *gas lift*. Os poços injetores de água não foram acoplados a um sistema de injeção de água. Dessa maneira, o controle dos poços injetores será feito pelo próprio IMEX, através da opção de reposição do volume produzido de fluido por água (*voidage replacement*).

As correlações de escoamento multifásico Petroleum Experts 3 (PE_3) e Petroleum Experts 5 (PE_5) são correlações propostas pela própria Petex e, portanto, estão somente disponíveis nos seus programas. A PE_3 é uma correlação que reúne as principais características de outras

correlações. Por exemplo, ela utiliza o mapa de fluxo de Gould *et al* e a correlação de Hagedorn Brown para o regime de golfada e Duns and Ros para o regime de névoa. Ela também contém melhorias para aplicações em óleos viscosos e voláteis. A PE_5 é uma correlação mecanicista, que pode ser utilizada para qualquer tipo de fluido e em qualquer inclinação (GAP, 2013)

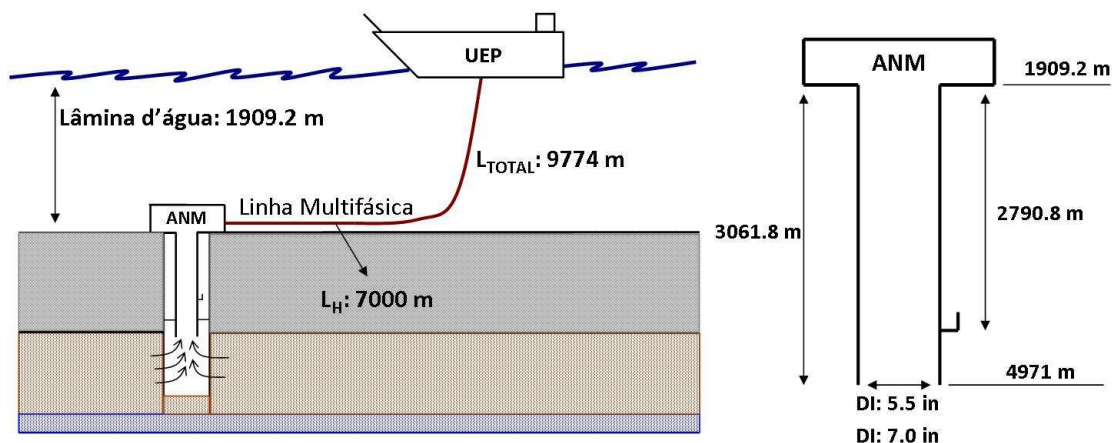


Figura 5.8. Modelo do sistema de produção e poço para a tecnologia GLC.

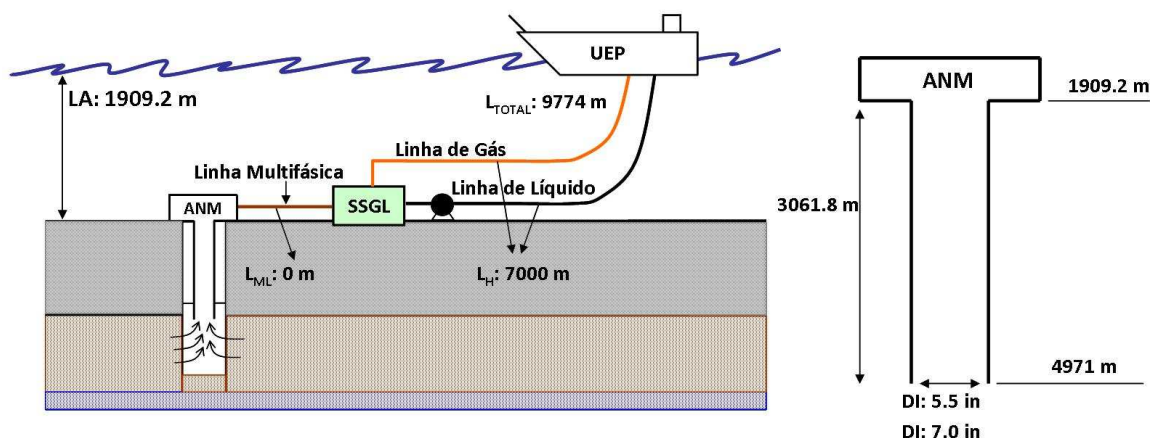


Figura 5.9. Modelo do sistema de produção e poço para a tecnologia SSGL.

Tabela 5.3. Características dos sistemas de produção e poço para as tecnologias GLC e SSGL

Características	Valor
Diâmetro interno da coluna de produção	5.5 e 7 polegadas
Comprimento do poço	3061.8 m
Profundidade da válvula de injeção de gás	4700 m
Tipo de poço	Satélite
Lâmina d'água	1909.2 m
Comprimento do trecho horizontal da linha multifásica (GLC), linha de líquido e linha de gás (SSGL)	7000 m
Comprimento da linha multifásica (SSGL)	0 m
Comprimento total	9774 m
Diâmetro da linha de produção	8 e 10 polegadas
Pressão de chegada na UEP	15 kgf/cm ²
Correlação multifásica para o escoamento na coluna de produção e <i>riser</i>	Petroleum Experts 3
Correlação multifásica para o escoamento do trecho horizontal	Beggs and Brill
Correlação multifásica para o escoamento na linha de gás	Petroleum Experts 5

5.4 Integração dos modelos reservatório - produção

Terminada a modelagem do reservatório, do poço, do sistema de produção e a geração das tabelas FVM, o próximo passo é integrá-los dentro do RESOLVE. Todas as condições operacionais do sistema de produção (poços produtores) serão alimentadas no RESOLVE, assim como o início e término da simulação, o passo de tempo de sincronização e as lógicas operacionais.

5.5 Estudo de caso

5.5.1 Estudo de Caso 1

O Estudo de Caso 1 visa mostrar, através de um simples exemplo, a limitação do simulador de reservatórios durante a simulação da tecnologia SSGL. Esse exemplo busca reforçar a recomendação de Jansa e Dessenberger (2010), na qual os autores afirmam que a melhor maneira para simular tecnologias de processamento submarino é através da MIP.

Para essa análise, foi utilizada uma configuração *five-spot* invertido, ilustrada na Figura 5.4a. A Tabela 5.4 resume os três cenários utilizados, na qual a máxima vazão de injeção de água e a permeabilidade horizontal do reservatório foram modificadas. O poço produtor está restringido a uma máxima vazão de líquido igual a 3500 m³/d. A opção de reposição do volume produzido de fluido por água (*voidage replacement*) será utilizada para a estratégia de injeção de água dos poços injetores, com uma restrição de máxima pressão de injeção igual a 600 kgf/cm². O diâmetro interno da linha de produção de líquido e gás utilizado foi de 8 polegadas.

Tabela 5.4. Características dos cenários do Estudo de Caso 1

Cenário	Permeabilidade (mD)	Máxima vazão de injeção de água (m ³ /d)
1.1	250	-
1.2	150	-
1.3	150	1000

Será comparada a produção de óleo do poço produtor através do resultado obtido apenas com o simulador de reservatórios e com o modelo integrado. Para isso, foi necessário gerar uma tabela FVM no formato CMG a partir do PROSPER e incluir essa tabela dentro do modelo de reservatório. Dessa maneira, enquanto o modelo integrado considera todo o sistema de produção ilustrado na Figura 5.9, o simulador de reservatórios considera a produção até a entrada do SSGL. Em virtude da inclusão da tabela FVM, foi necessário informar uma condição operacional de mínima pressão na cabeça do poço no IMEX (*OPERATE *MIN *WHP) que, nesse caso, foi fixada em 40 kgf/cm².

5.5.2 Estudo de Caso 2

No Estudo de Caso 2, serão comparadas as tecnologias de elevação artificial SSGL e GLC. No entanto, como forma de remover qualquer influência do reservatório na produção, será utilizado o modelo homogêneo ilustrado na Figura 5.4b. Dessa maneira, poder-se-á analisar as principais características da tecnologia SSGL durante a produção de um campo.

Novamente, a estratégia de injeção de água será através da opção de *voidage replacement*, com uma restrição de máxima pressão de injeção igual a 700 kgf/cm². Com relação aos poços produtores, a comparação entre as tecnologias ocorrerá através da variação da máxima vazão de produção de líquido. Três valores serão considerados: 3500 m³/d, 4000 m³/d e 4500 m³/d. Para o sistema de produção GLC, cada poço produtores estava limitado a uma vazão máxima de injeção de gás igual a 300.000 m³/d.

Na segunda parte desse estudo, será avaliada a influência da manutenção da pressão do reservatório, através da inclusão da uma restrição de máxima vazão de injeção de água. Portanto, para a máxima vazão de líquido igual a 3500 m³/d, serão consideradas duas restrições de vazão de injeção de água: 3500 m³/d e 3000 m³/d. A Tabela 5.5 resume os cenários avaliados no Estudo de Caso 2. O diâmetro interno de 10 polegadas para a linha de produção será utilizada apenas para o sistema GLC nos Cenários 2.2 e 2.3. Para o sistema SSGL, será mantido o diâmetro de 8 polegadas para a linha de líquido e gás.

Tabela 5.5. Características dos cenários do Estudo de Caso 2.

Cenário	Máxima vazão de produção de líquido (m ³ /d)	Máxima vazão de injeção de água (m ³ /d)	Diâmetro interno da linha de produção (pol)
2.1	3500	-	8
2.2	4000	-	8 / 10
2.3	4500	-	8 / 10
2.4	3500	3500	8
2.5	3500	3000	8

A Tabela 5.6 apresenta o cronograma de abertura dos poços, produtores e injetores. Eles são abertos num intervalo de dois meses e sempre no par produtor – injetor.

Tabela 5.6. Cronograma de abertura dos poços produtores e injetores.

Poço produtor	Data	Poço Injetor	Data
PROD-1	01/01/2009	INJ-1	01/03/2009
PROD-2	01/05/2009	INJ-2	01/07/2009
PROD-3	01/09/2009	INJ-3	01/11/2009
-		INJ-4	01/01/2010

5.5.3 Estudo de Caso 3

O objetivo desse estudo é o mesmo do Estudo de Caso 2, só que utilizando um modelo sintético heterogêneo, com características similares a modelos reais. O Estudo de Caso 3 está subdividido em seis itens, cujas características serão detalhadas a seguir.

1. Avaliação da configuração utilizada no Estudo de Caso 2

A primeira comparação entre as tecnologias SSGL e GLC num modelo heterogêneo será feita utilizando-se a mesma configuração do Estudo de Caso 2. Conforme será mostrado no Capítulo 6, o resultado observado para o modelo heterogêneo será bastante diferente daquele observado no modelo homogêneo, o que necessitará realocar os poços injetores para posições mais próximas aos poços produtores.

2. Avaliação das Configurações 1, 2 e 3

Serão utilizadas as três configurações de poços ilustradas na Figura 5.6. A Configuração 1 será tratada com uma configuração base e as Configurações 2 e 3 serão utilizadas para avaliar o impacto da adição de dois poços injetores ou da remoção de um poço produtor, aumentando o espaço entre eles, na produção do SSGL, comparando-a com o GLC. Para a Configuração 1, o cronograma do Estudo de Caso 2, apresentado na Tabela 5.6, será utilizado. A Tabela 5.7 apresenta o cronograma de abertura dos poços utilizado na Configuração 2 e a Tabela 5.8 o cronograma da Configuração 3. Os poços produtores não possuem restrição de máxima vazão de produção, ou seja, produzem no potencial desde o começo. A estratégia de injeção de água será através da opção de *voidage replacement*, com uma restrição de máxima pressão de injeção igual a 700 kgf/cm².

Tabela 5.7. Cronograma de abertura dos poços da Configuração 2.

Poço produtor	Data	Poço Injetor	Data
PROD-1	01/01/2009	INJ-3	01/11/2009
PROD-2	01/05/2009	INJ-4	01/01/2010
PROD-3	01/09/2009	INJ-5	01/01/2010
INJ-1	01/03/2009	INJ-6	01/01/2010
INJ-2	01/07/2009		

Tabela 5.8. Cronograma de abertura dos poços da Configuração 3.

Poço produtor	Data	Poço Injetor	Data
PROD-2	01/01/2009	INJ-2	01/07/2009
PROD-3	01/05/2009	INJ-3	01/11/2009
INJ-1	01/03/2009	INJ-4	01/01/2010

Primeiramente, a análise comparativa será feita utilizando-se um diâmetro da linha de produção do sistema SSGL e GLC igual a 8 polegadas. Em seguida, uma análise semelhante será feita aumentando-se o diâmetro da linha de produção multifásica do GLC de 8 para 10 polegadas.

3. Combinação das tecnologias SSGL e GLC

Serão avaliadas duas formas de combinar as tecnologias SSGL e GLC. A primeira consiste em utilizá-las simultaneamente, ou seja, injetar gás para reduzir a massa específica do fluido e separar o gás produzido e injetado no separador submarino. A segunda consiste em iniciar a produção através do SSGL e posteriormente iniciar a injeção de gás sem que haja separação das fases no leito submarino, ou seja, contornando (*bypass*) o separador submarino. A Figura 5.10 ilustra a adição de uma linha de *bypass* para cada poço para contornar o elemento SSGL após a mudança do método de elevação. Observa-se que ela não está colorida, o que significa que ela está desativada. Sua ativação ocorrerá mediante uma lógica operacional. A Figura 5.11 ilustra como fica a tela do GAP durante a simulação após a mudança do método de elevação artificial. Nessa configuração, os nós MON-1 e JUS-1 são iguais e, portanto, apresentam os mesmos resultados (pressão, temperatura, vazão etc.). O mesmo ocorre para os nós MON-2 e JUS-2 e MON-3 e JUS-3.

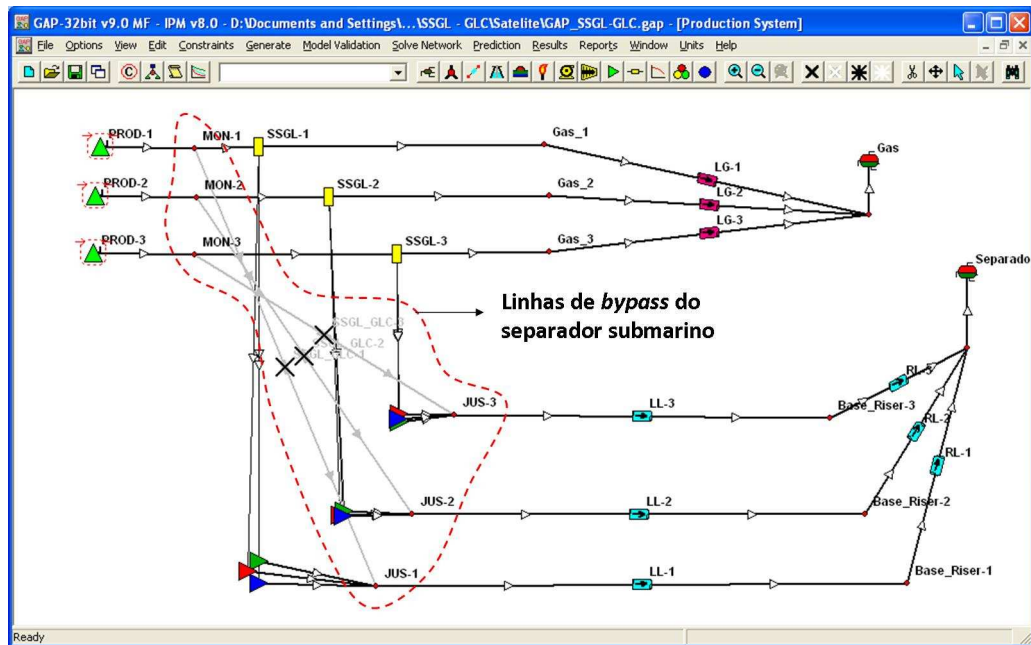


Figura 5.10. Tela do GAP com a inclusão da linha de *bypass* para contornar o elemento SSGL

O critério para o início da injeção de gás ocorreu através da inclusão de uma lógica operacional baseada na Razão Gás-Líquido (RGL) de cada poço, pois mesmo que a RGO seja mantida próximo do seu valor inicial, a RGL tende a aumentar com o aumento da produção de água. O valor inicial da RGO é igual a $261.16 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (Tabela 5.1) e o critério para o início da injeção de gás foi um valor de RGL inferior a $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

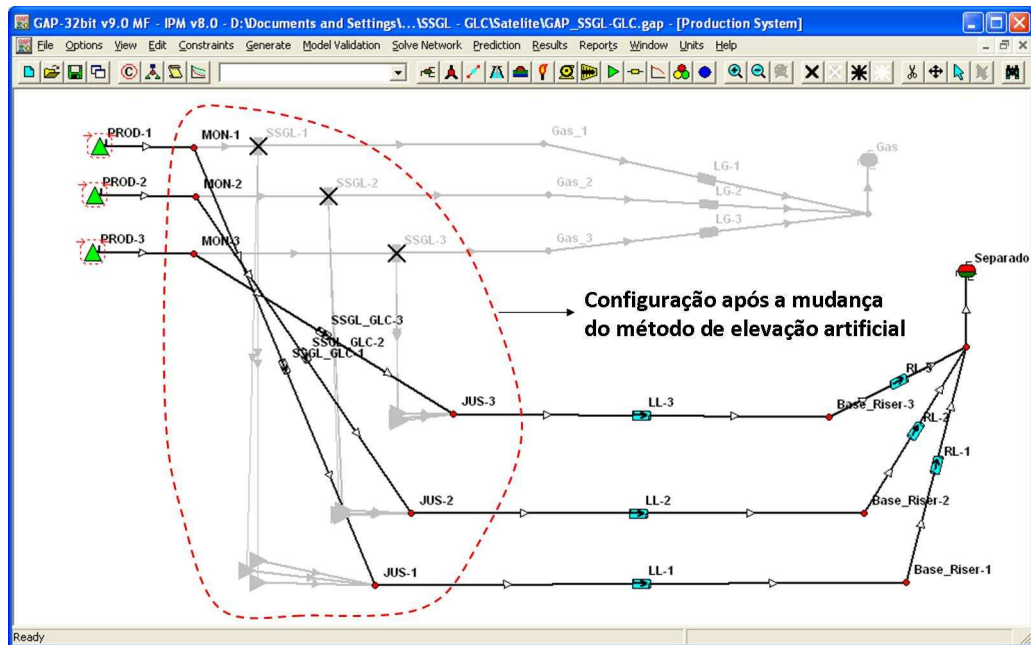


Figura 5.11. Configuração do GAP após a mudança da tecnologia SSGL para a GLC.

4. Vantagens da MIP

Nesse item, o objetivo é mostrar a vantagem da MIP no que se refere à obtenção de informações e à possibilidade de incluir restrições que não seriam possíveis apenas através da simulação de reservatórios.

Nesse caso, o Apêndice I descreve as equações para calcular o Δp e estimar a potência da bomba hipotética. Apesar de o SSGL possibilitar utilizar bombas centrífugas já qualificadas no mercado, atualmente, seu uso em águas profundas está limitado a restrições tecnológicas de máxima potência e máximo Δp . Portanto, será considerada uma restrição de máximo Δp igual a 200 kgf/cm² para a bomba e, baseado nessa restrição, algumas alternativas serão apresentadas para honrá-la. Durante esse item, será utilizada apenas a Configuração 1 para ilustrar os resultados.

Será considerado como caso base, o resultado obtido para o diâmetro interno do trecho horizontal e vertical igual a 8 polegadas e GVF igual a zero. A partir desse caso, a primeira alternativa será aumentar o diâmetro de ambos os trechos de 8 para 10 polegadas. Em seguida, mantendo-se agora o diâmetro em 10 polegadas, será aumentado, de forma gradativa de zero a 20%, em incrementos de 5%, o máximo GVF tolerável pela bomba. Por fim, será introduzida

uma lógica operacional pós-solve (maiores detalhes sobre o objetivo dessas lógicas estão descritas no item 4.1.6 desse trabalho) dentro do RESOLVE para determinar o GVF e a vazão de água produzida removida no leito submarino para honrar a restrição. O fato de ser uma lógica pós-solve implica que primeiramente é determinado o balanceamento da solução integrada. Em seguida, após o término do cálculo, o Δp determinado para cada bomba hipotética é verificado se foi inferior ou superior a 200 kgf/cm². Em caso inferior, a simulação segue para o próximo passo de tempo de sincronização. Em caso superior, a lógica operacional irá determinar a solução que honre a restrição imposta.

As lógicas operacionais implementadas para os dois casos não são muito distintas e foram incluídas no mesmo modelo. Na Figura 5.12, a lógica irá determinar a vazão de água removida no leito submarino e na Figura 5.13, o GVF para honrar o máximo Δp de 200 kgf/cm². Observa-se que para selecionar uma lógica ou outra, basta ligar uma caixa a outra. Na lógica implementada, a solução é calculada de forma independente para cada poço. Assim, primeiramente é determinado o GVF ou a vazão de água removida para o poço PROD-1 e, portanto, a lógica segue o seguinte trajeto: START → GVF-1 (FWINJ-1) → REDO SOLVE. Em seguida, o poço PROD-2 é calculado e o trajeto é: START → GVF-1 (FWINJ-1) → CONTINUA_1 → GVF-2 (FWINJ-2) → REDO SOLVE. Assim segue até que o GVF ou a vazão de água removida dos três poços seja determinado para honrar a restrição e a simulação segue para o próximo passo de tempo de sincronização. O FWINJ é um fator que irá multiplicar a vazão de água que segue para a linha de líquido.

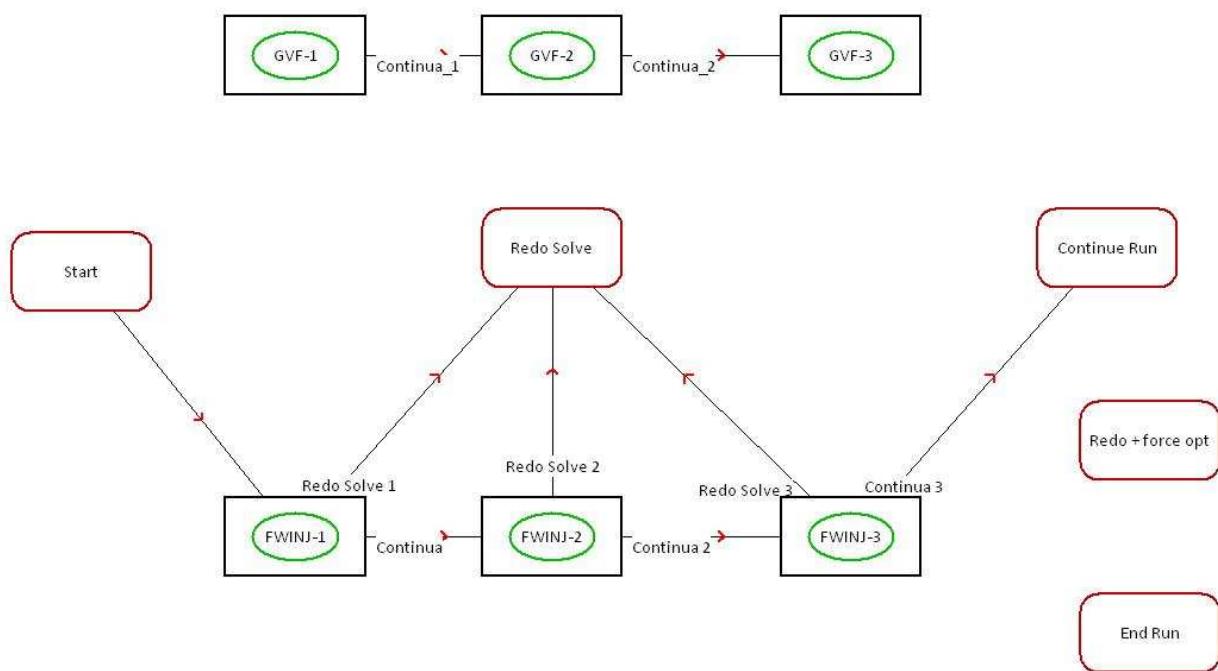


Figura 5.12. Tela principal para inclusão da lógica operacional pós-solve para determinar a vazão de água removida no leito submarino (visualização do subfluxograma).

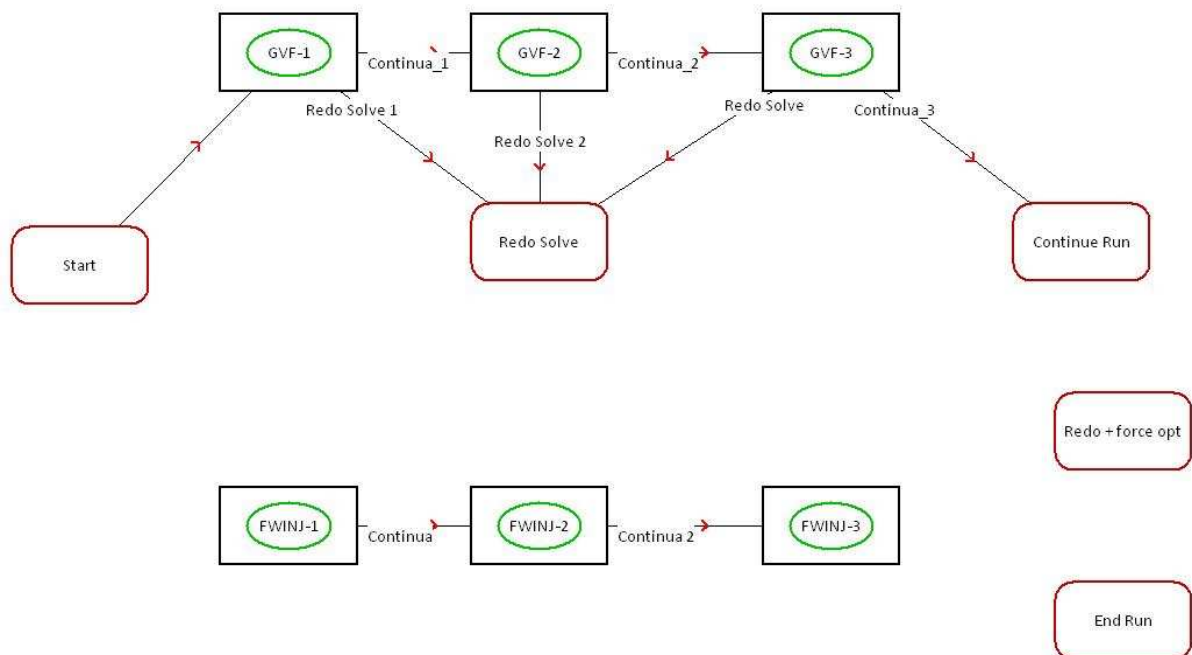


Figura 5.13. Tela principal para inclusão da lógica operacional pós-solve para determinar o GVF (visualização do subfluxograma).

O retângulo com um círculo verde ilustrado na Figura 5.12 corresponde a um fluxograma, no qual dentro dele é onde está escrita a lógica operacional que executará o cálculo para determinar a solução (Figura 5.14 e Figura 5.15). A lógica implementada utilizou o método da bissecção, método já presente dentro do RESOLVE, para determinar o valor das variáveis GVF e FWINJ.

Nele, sempre após o término do balanceamento da solução integrada, a primeira condição a ser verificada é se o Δp é superior ou inferior a 200 kgf/cm². Se for inferior, a lógica continua para o próximo sub-fluxograma até seguir para o próximo passo de tempo de sincronização. Se for superior, a lógica segue para determinar o FWINJ (Figura 5.14) ou GVF (Figura 5.15) e o valor determinado é imposto no retângulo azul que irá determinar a vazão de água removida (Equação 5.1) e a vazão de gás que seguirá na linha de líquido (Equação 3.4).

$$Q_{a_SAI}(m^3/d) = Q_{a_ENTRA}(m^3/d) \times FWINJ \quad (5.1)$$

onde

Q_{a_ENTRA} = vazão de água produzida que entra no separador submarino

Q_{a_SAI} = vazão de água produzida que segue para a linha de líquido

A única diferença entre as duas lógicas implementadas é que a simulação inicia-se com GVF igual a zero e FWINJ igual a um. Quando a restrição é alcançada, o GVF tende a aumentar e o FWINJ tende a diminuir.

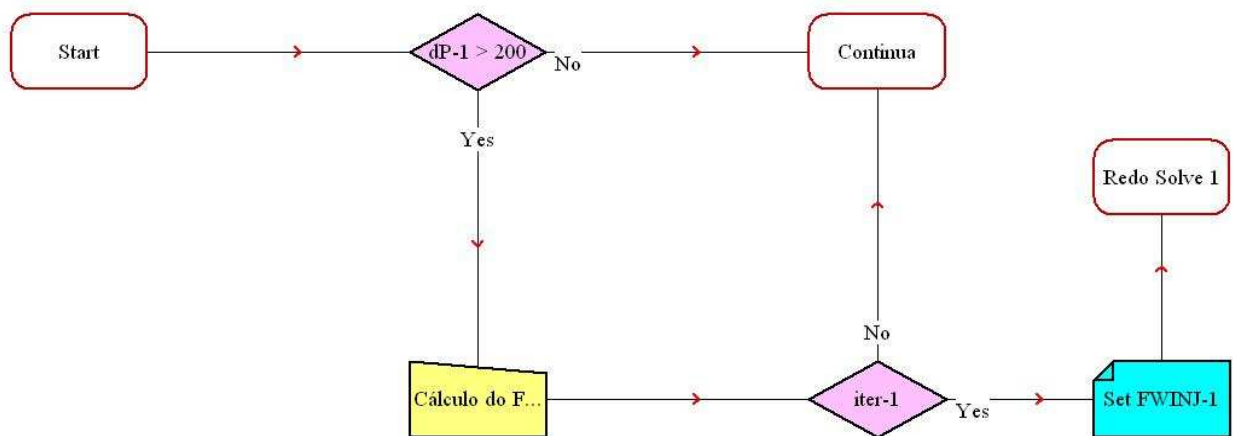


Figura 5.14. Lógica operacional para determinar o fator multiplicativo da vazão de água (dentro do subfluxograma).

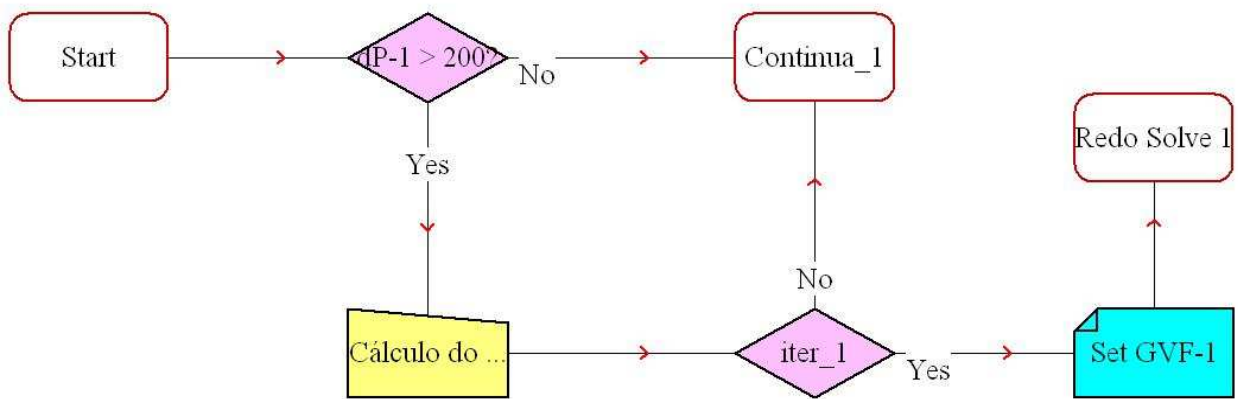


Figura 5.15. Lógica operacional para determinar o GVF (dentro do subfluxograma).

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo serão apresentados e discutidos os resultados obtidos.

6.1 Estudo de Caso 1

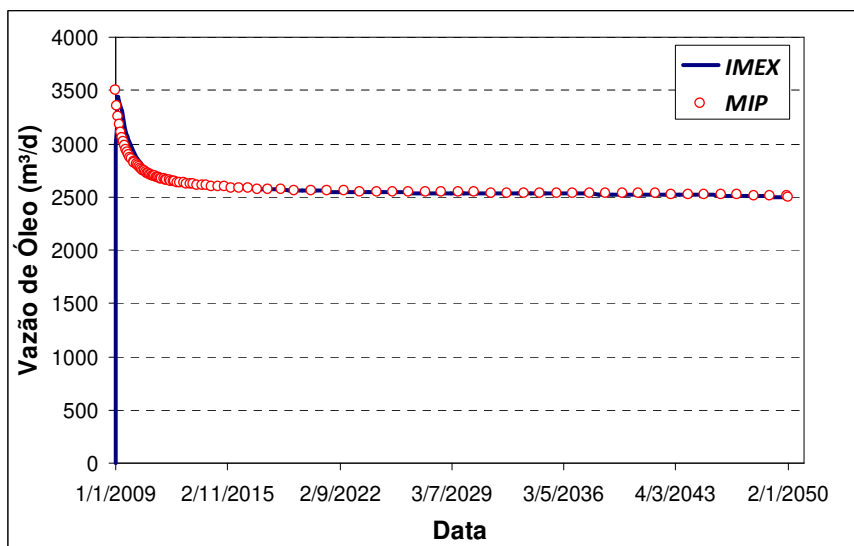
A Figura 6.1 ilustra os resultados obtidos para o Cenário 1.1. Nele, pode-se observar que os resultados obtidos pelo simulador de reservatórios (IMEX) são idênticos aos obtidos através da MIP. É importante observar na Figura 6.1b que o valor mínimo de WHP alimentado foi de 40 kgf/cm² e para honrar a máxima vazão de líquido de 3500 m³/d nesse cenário, esse valor mínimo não foi atingido.

A Figura 6.2 ilustra os resultados das mesmas variáveis para o Cenário 1.2 ao aumentar a resistência ao fluxo através da redução da permeabilidade horizontal. Observa-se uma vazão de óleo (Figura 6.1a) e líquido (Figura 6.1b) levemente superior obtida através da MIP logo após o pequeno declínio de produção. Essa diferença ocorreu porque na MIP, a pressão no separador submarino não foi fixada, portanto, ela é calculada e dependente da pressão no separador e da perda de carga na linha de gás. Nesse caso, foi obtido um valor menor do que o WHP mínimo alimentado no IMEX, com consequente aumento de produção. Seria possível, porém mais trabalhoso, prever uma curva semelhante através do IMEX se fossem simulados alguns cenários variando-se o valor do WHP, por exemplo, entre 30 e 40 kgf/cm².

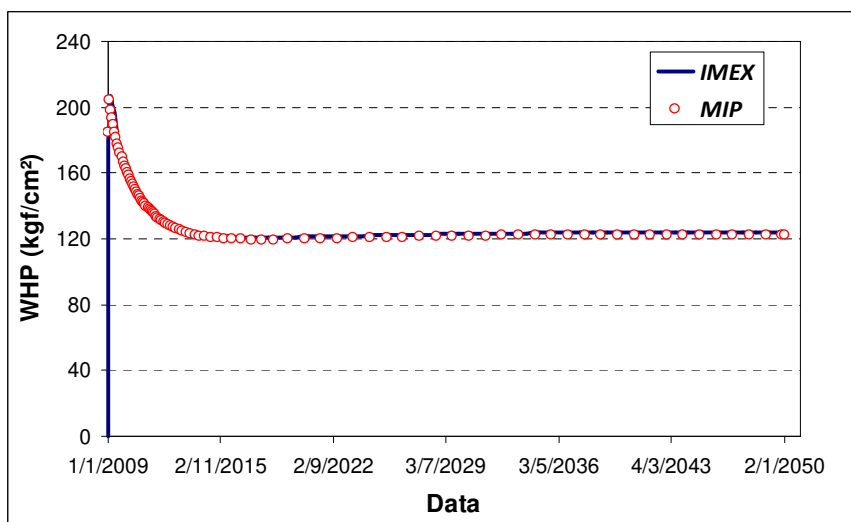
No Cenário 1.3, além de manter o valor da permeabilidade horizontal em 150 mD, restringiu-se também a vazão máxima de injeção de água por poço. A Figura 6.3 ilustra a curva de produção de óleo, onde é possível observar uma diferença significativa no resultado após certo tempo de simulação.

O comportamento observado na curva de produção de óleo ilustrada na Figura 6.3 indica que algum efeito ocorreu durante a simulação para causar toda essa diferença no resultado. Ao analisar a perda de carga na linha de gás, Figura 6.4, cuja influência na pressão de operação do SSGL já foi comentada anteriormente, observa-se que no início da produção, ela tende a cair e depois aumenta significativamente. Isso indica que houve um aumento da produção de gás na

simulação da MIP, que aumentou a perda de carga na linha de gás e a contrapressão imposta no poço e restringiu a produção de óleo.

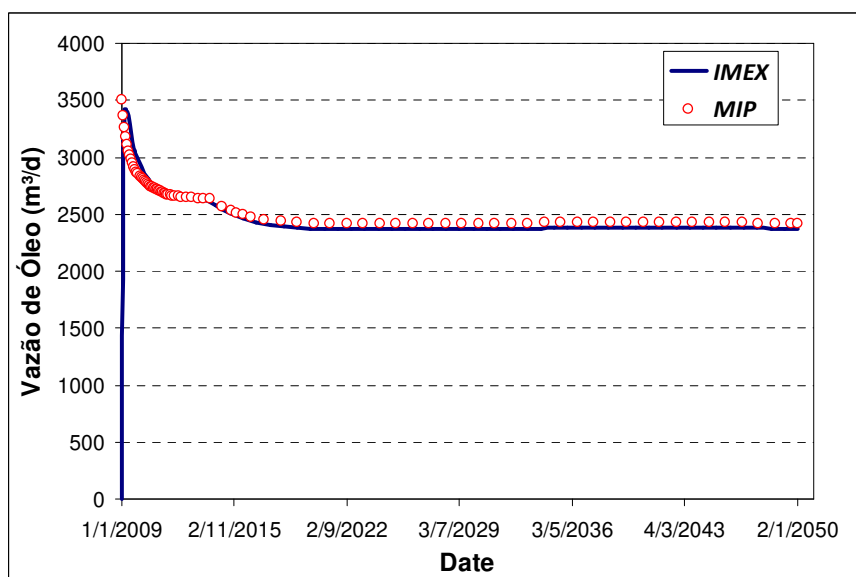


(a) Vazão de óleo

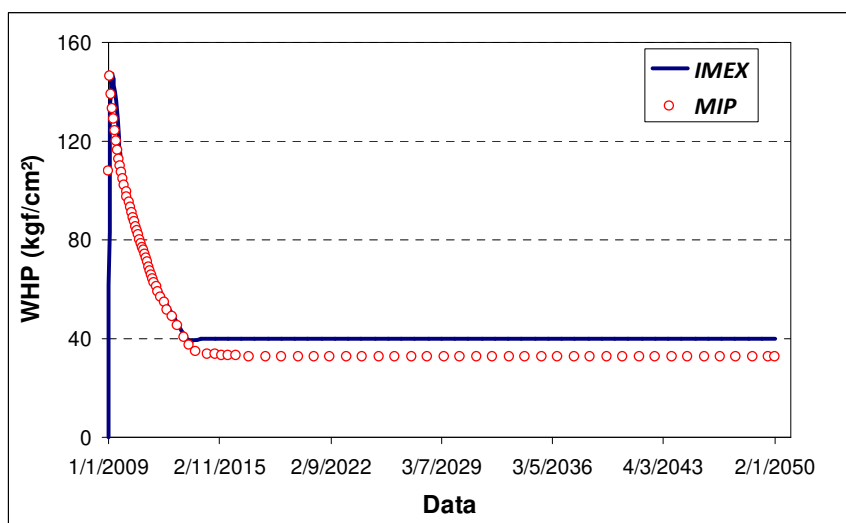


(b) Pressão na cabeça do poço (WHP)

Figura 6.1. Resultado comparativo obtido pela simulação de reservatórios (IMEX) e integrada (MIP) do Cenário 1.1.



(a) Vazão de óleo



(b) Pressão na cabeça do poço (WHP)

Figura 6.2. Resultado comparativo obtido pela simulação de reservatórios (IMEX) e integrada (MIP) do Cenário 1.2.

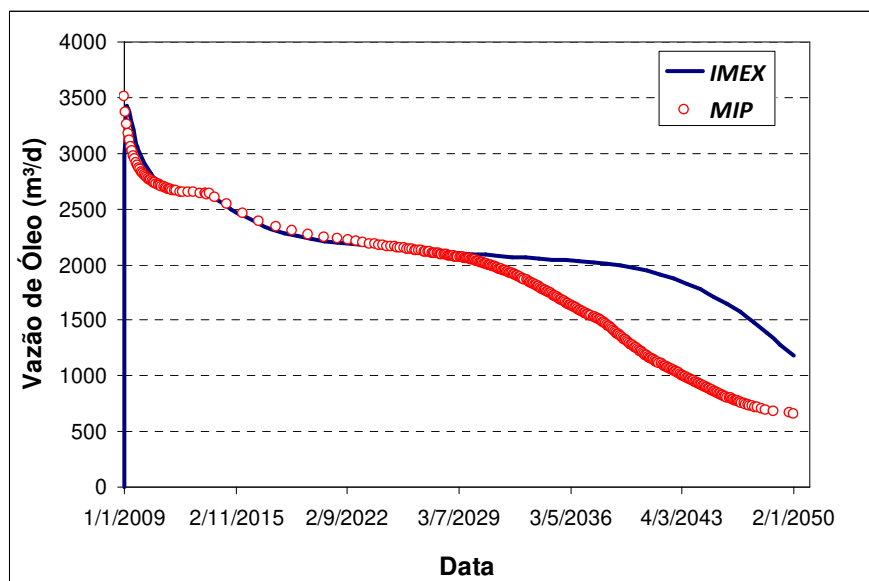


Figura 6.3. Curva de produção de óleo do Cenário 1.3.

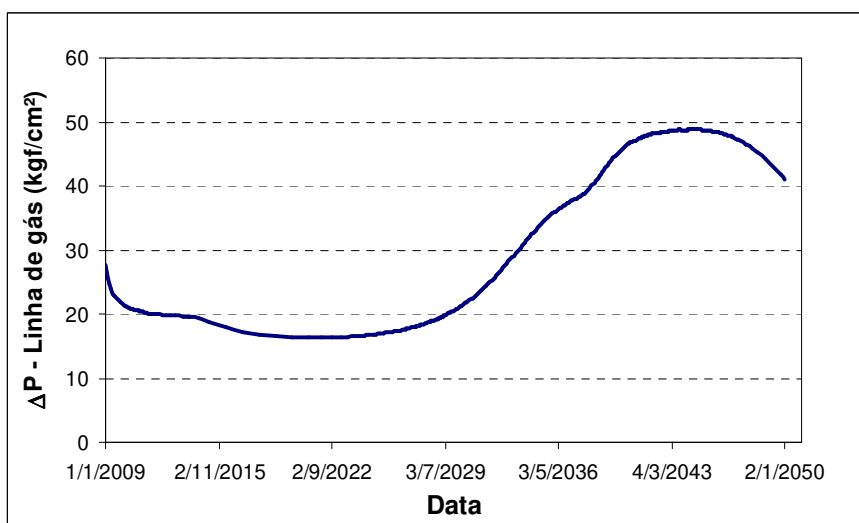
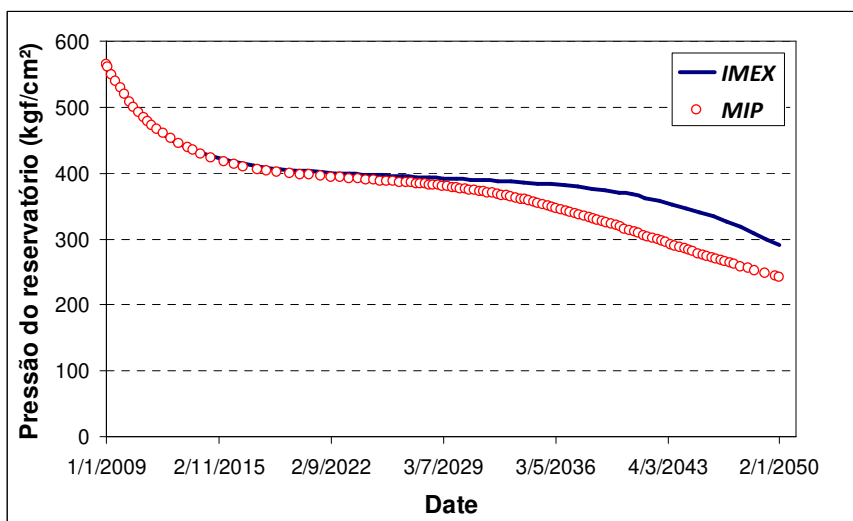


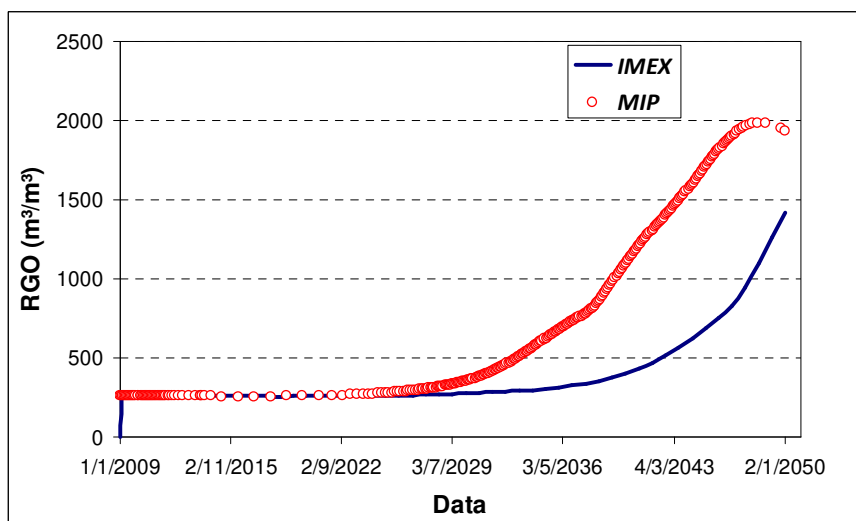
Figura 6.4. Perda de carga na linha de gás do Cenário 1.3 para a tecnologia SSGL.

O aumento da produção de gás pode ser explicado através da análise da pressão do reservatório e do RGO do poço produtor, ilustrado na Figura 6.5. Observa-se uma redução da pressão do reservatório, em ambos os casos, para valores inferiores à pressão de saturação, o que causou o aumento da RGO. No entanto, a redução da pressão foi mais expressiva no resultado obtido pela MIP. Uma variável que acelerou a ocorrência dessa diferença foi o valor da restrição de pressão imposta na cabeça do poço no modelo do IMEX (40 kgf/cm²), conforme ilustrado na Figura 6.6. No entanto, o aumento da produção de gás é o principal responsável pela redução da

produção, devido ao aumento da contrapressão imposta no poço. Como o trecho a jusante do SSGL não foi modelado no IMEX, esse efeito não pôde ser contabilizado no resultado da simulação.



(a) Pressão do reservatório



(b) RGO do poço produtor

Figura 6.5. Pressão do reservatório e RGO do poço produtor do Cenário 1.3.

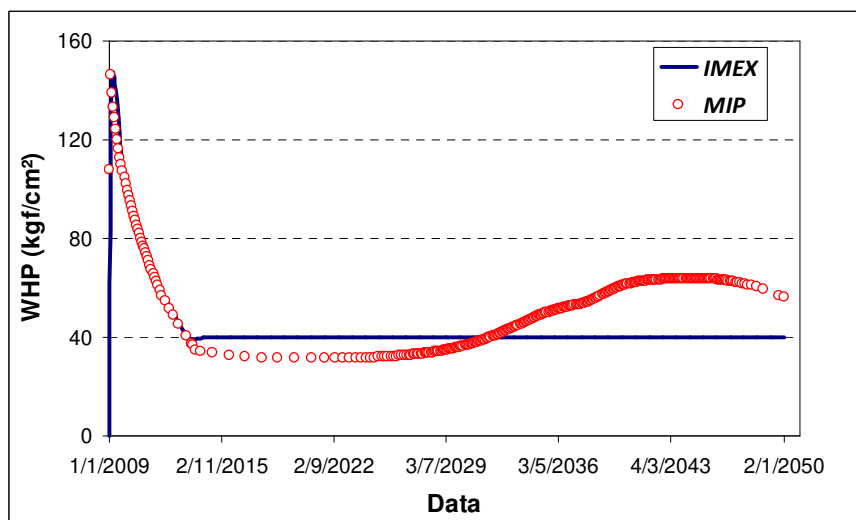
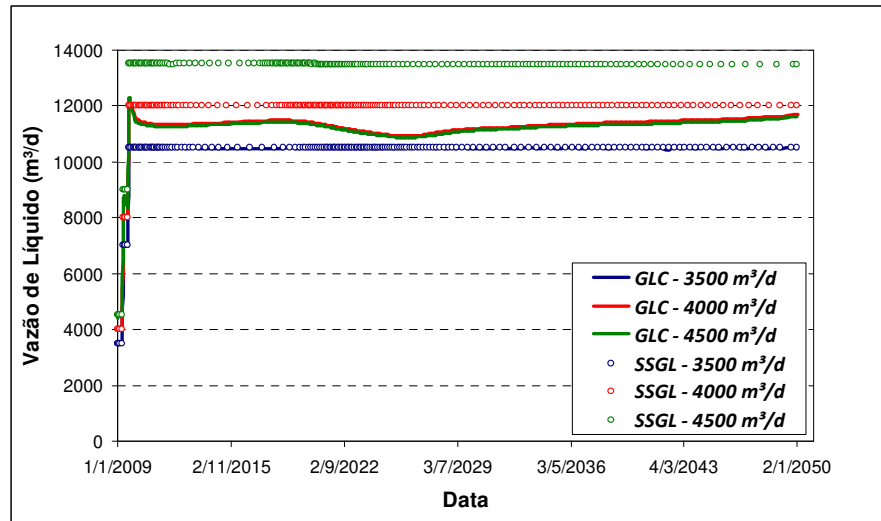


Figura 6.6. WHP do poço produtor do Cenário 1.3.

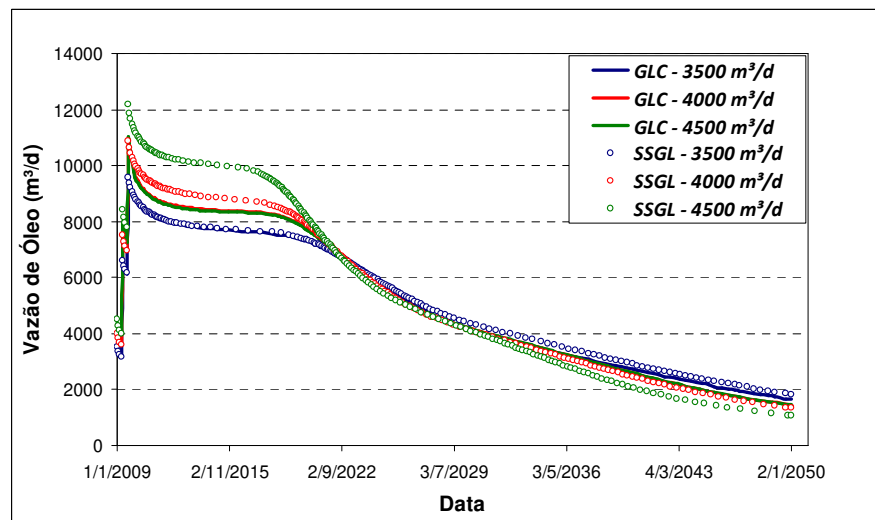
Esse exemplo serviu para mostrar que para determinadas situações, pode-se obter resultados iguais ou bastante parecidos para simular a Separação Submarina Gás-Líquido utilizando-se apenas o simulador de reservatórios. No entanto, por não contabilizar todo o sistema de produção, em outras situações ele pode levar a resultados bastante diferentes, mostrado através do Cenário 1.3. Portanto, para sistemas de produção mais complexos, dependendo das condições de controle do sistema, é mais recomendável utilizar a MIP, de modo que tais efeitos sejam naturalmente contabilizados, caso ocorram. Este é apenas um exemplo, mas resultados semelhantes em casos reais podem ser obtidos de outras maneiras.

6.2 Estudo de Caso 2

A Figura 6.7 ilustra as curvas de produção de líquido e óleo obtidos para os Cenários 2.1, 2.2 e 2.3. O diâmetro da linha de produção utilizado, tanto para o SSGL quanto para o GLC, foi de 8 polegadas.



(a) Vazão total de líquido produzido



(b) Vazão total de óleo produzido

Figura 6.7. Curvas de produção de líquido e óleo dos Cenários 2.1, 2.2 e 2.3.

Observa-se que para o Cenário 2.1 (3500 m³/d) a produção de líquido e óleo foi idêntica. Aumentando-se a restrição de vazão máxima de líquido, as curvas de produção de líquido e óleo para os Cenários 2.2 e 2.3 foram muito parecidas para a tecnologia GLC, indicando que o sistema atingiu seu potencial de produção. Por outro lado, para a tecnologia SSGL, a máxima produção de líquido foi honrada durante todo o tempo de simulação para os três cenários simulados. Isso mostra a principal vantagem das tecnologias de processamento submarino: antecipar a produção. Portanto, seu uso somente é justificado quando for possível produzir um poço, ou um grupo de

poços, com um valor de vazão que não seja possível de se conseguir a partir das tecnologias convencionais.

Conforme já foi citado, a antecipação da produção só é possível porque a contrapressão imposta pelo sistema no poço é reduzida e a queda de pressão no poço aumentada. A Figura 6.8 ilustra o WHP e a Figura 6.9 a queda de pressão no poço PROD-1. Claramente, observa-se o efeito da redução da contrapressão do sistema, capaz de reduzir em, aproximadamente 50 kgf/cm², a pressão na cabeça do poço e aumentar a queda de pressão do poço PROD-1 em, aproximadamente, 25 kgf/cm² para o Cenário 2.3.

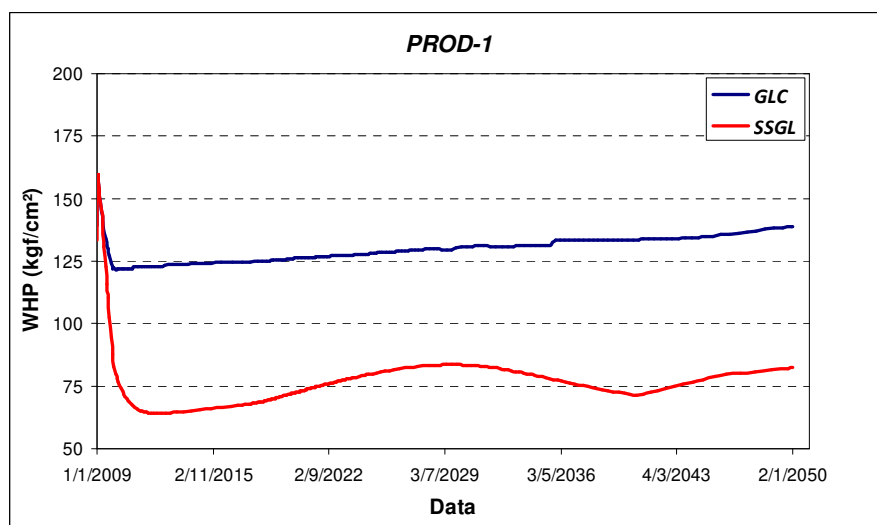


Figura 6.8. Pressão na cabeça do poço para poço PROD-1 e Cenário 2.3.

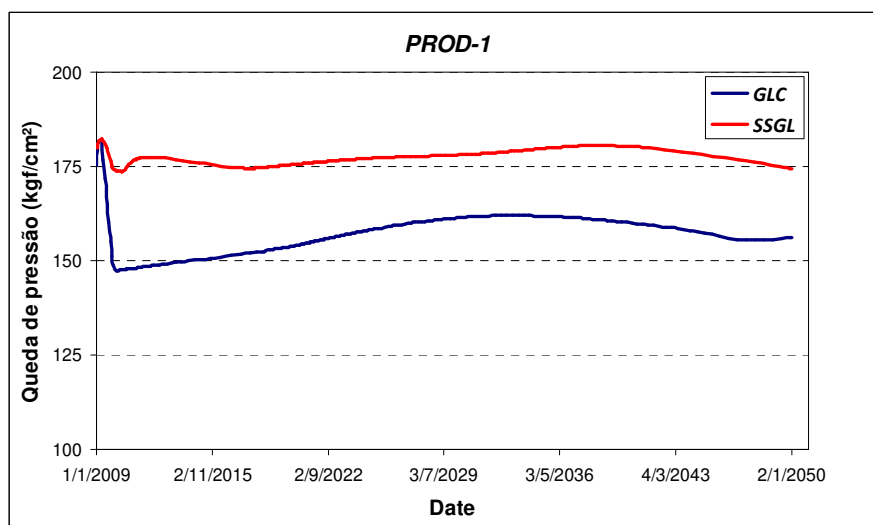
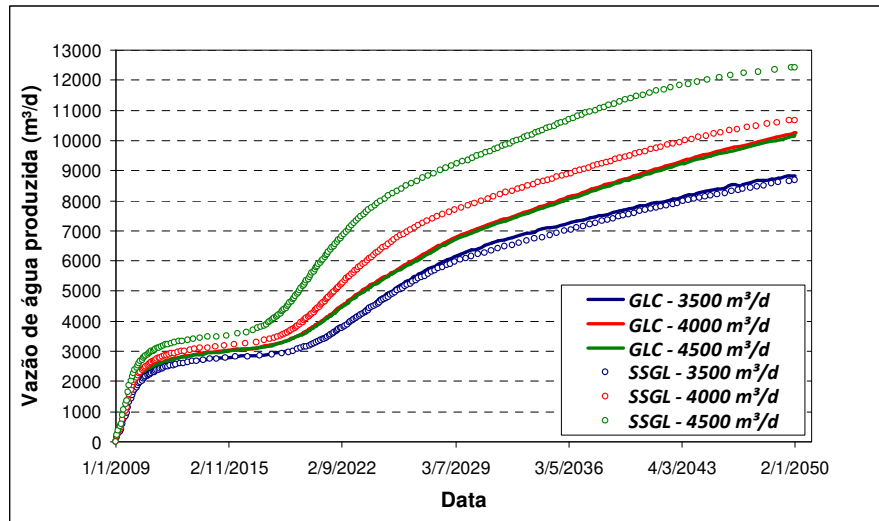


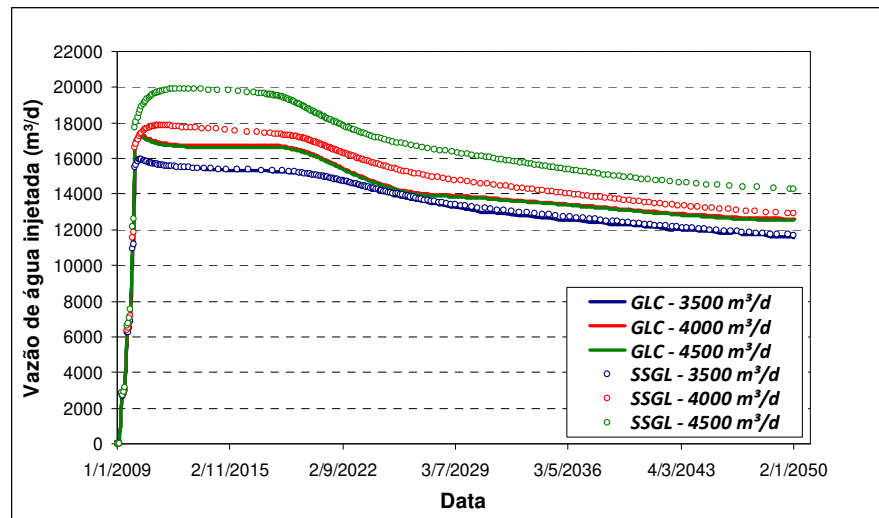
Figura 6.9. Queda de pressão no poço PROD-1 e Cenário 2.3.

Apesar da curva de produção de líquido manter-se no patamar máximo durante todo o tempo de simulação, observa-se um comportamento na curva de produção de óleo (Figura 6.7b) da tecnologia SSGL, na qual o incremento de produção de óleo ocorre apenas no início da produção. Em seguida, a taxa de declínio aumenta, de maneira que a vazão de produção pelo SSGL pode ser inferior à obtida pelo GLC. É claro que, considerando a parte econômica, antecipar a produção pode ser muito vantajoso, no entanto, essas tecnologias requerem CAPEX específicos e, portanto, uma análise econômica criteriosa deve ser analisada. Por outro lado, o gerenciamento do reservatório é importante, pois produzir com altas vazões no começo pode prejudicar o fator de recuperação. Portanto, deve haver um balanço entre o incremento da produção e o fator de recuperação do campo, o que é facilitado com a MIP, por considerar os sistemas integrados.

Apesar do benefício de antecipar a produção a partir do SSGL, há também uma antecipação da irrupção de água no poço produtor, além de um maior volume produzido, observado na Figura 6.10a. Portanto, esse resultado indica que a tecnologia SSGL requer um sistema de tratamento de água com capacidade superior à tecnologia GLC. Com relação ao sistema de injeção de água, pode-se afirmar o mesmo. O maior volume de líquido produzido pelo SSGL exige um volume maior de injeção para manter a pressão do reservatório, conforme ilustrado na Figura 6.10b.



(a) Vazão total de água produzida



(b) Vazão total de água injetada

Figura 6.10. Curvas de água produzida e injetada dos Cenários 2.1, 2.2 e 2.3.

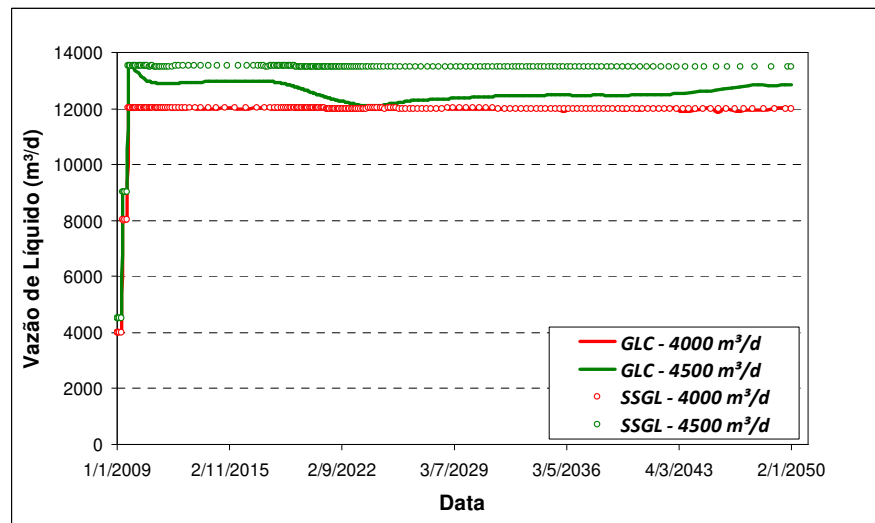
Observa-se na Figura 6.7b uma diferença significativa na produção de óleo para o Cenário 2.3. Aumentando-se o diâmetro da linha de produção multifásica para o sistema de produção da tecnologia GLC de 8 para 10 polegadas, e mantendo-se em 8 polegadas as linhas de gás e líquido para o SSGL, reduziu-se a contrapressão nesse sistema, o que possibilitou aumentar sua produção, conforme ilustrado na Figura 6.11. Apesar do aumento do diâmetro da linha multifásica ter possibilitado igualar a produção de óleo e líquido no Cenário 2.2, o mesmo não foi observado no Cenário 2.3. Isso significa que mesmo aumentando o diâmetro da linha de

produção do sistema GLC, o que implica num aumento de custo³, não foi possível igualar a produção de óleo observada através do SSGL.

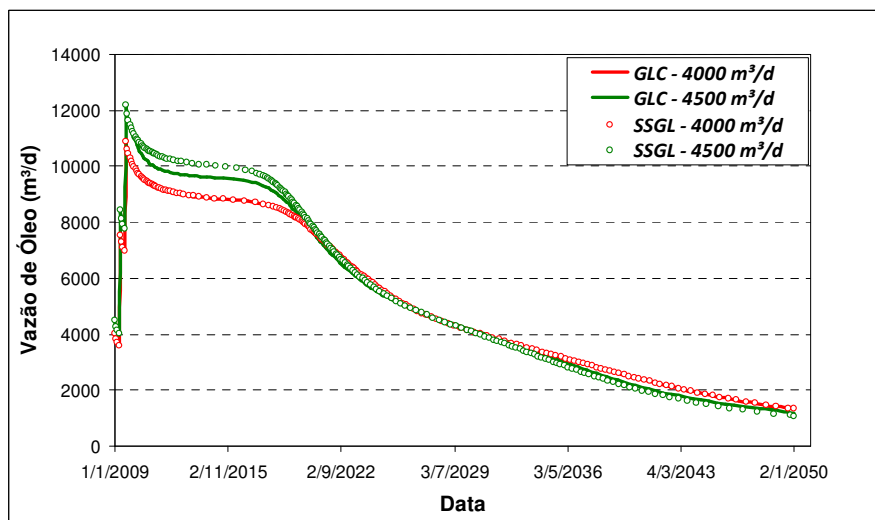
A análise dos Cenários 2.3, 2.4 e 2.5 visa avaliar o impacto e a importância da manutenção da pressão do reservatório nas duas tecnologias estudadas. Utilizou-se o Cenário 2.3 como caso base e considerou-se uma restrição de vazão máxima de injeção por poço. O motivo da escolha do Cenário 2.3 como caso base foi porque as duas tecnologias foram capazes de manter a produção no patamar durante todo o tempo de simulação. A Figura 6.12 ilustra a curva de produção de óleo e líquido. As curvas azuis, contínua e pontilhada, correspondem às mesmas curvas azuis apresentadas na Figura 6.7.

A partir da curva de produção de óleo apresentada na Figura 6.12a, é possível observar a importância da manutenção da pressão do reservatório para a tecnologia SSGL. No SSGL, a taxa de declínio foi alta o suficiente para levar ao fechamento dos três poços produtores. Esse comportamento está relacionado às características da tecnologia SSGL: redução da contrapressão, aumento da queda de pressão do poço e escoamento por surgência até a entrada do separador submarino. A Figura 6.13 ilustra a vazão de água injetada, onde é possível observar que os volumes injetados foram bastante parecidos para as duas tecnologias.

³ Essa afirmação levou em consideração apenas o diâmetro da linha de produção. Outros fatores como espessura e tipo do material isolante, tipo da tubulação (flexível ou rígido) etc. devem ser considerados para uma análise criteriosa.

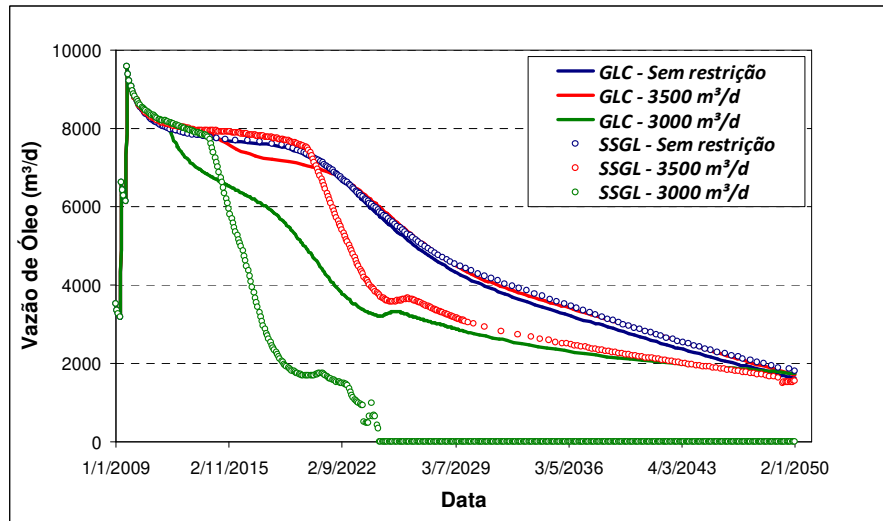


(a) Vazão total de líquido produzido

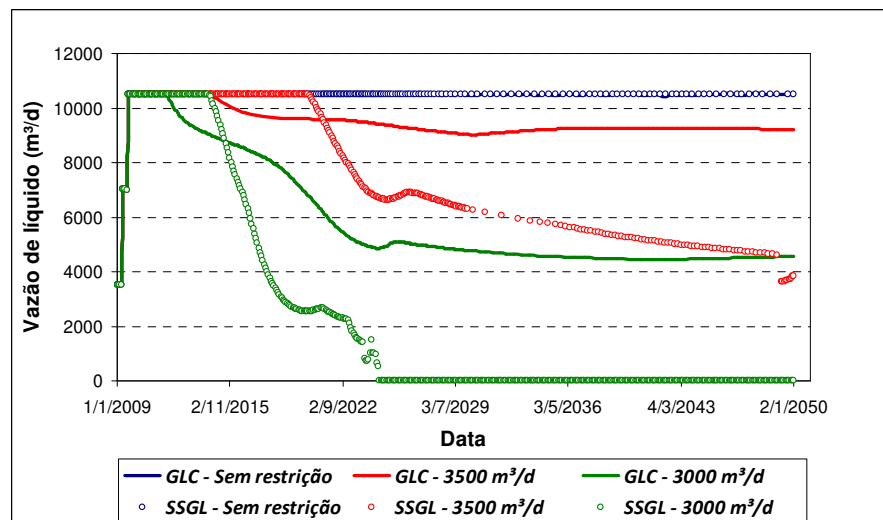


(b) Vazão total de óleo produzido

Figura 6.11. Curvas de produção de líquido e óleo dos Cenários 2.2 e 2.3; tecnologia GLC com diâmetro de 10 polegadas para a linha de produção multifásica.



(a) Vazão total de óleo produzido



(b) Vazão total de líquido produzido

Figura 6.12. Curvas de produção de óleo e líquido dos Cenários 2.2, 2.3 e 2.5; diâmetro da linha de produção para ambas as tecnologias igual a 8 polegadas.

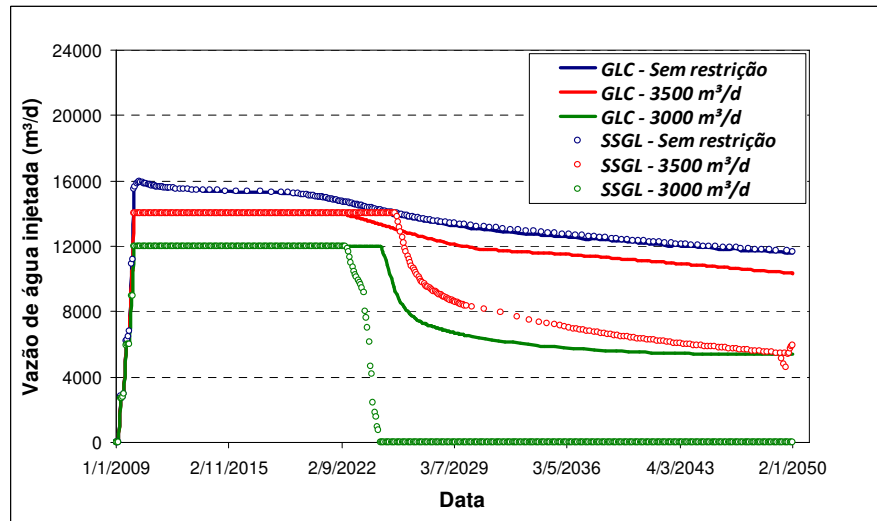
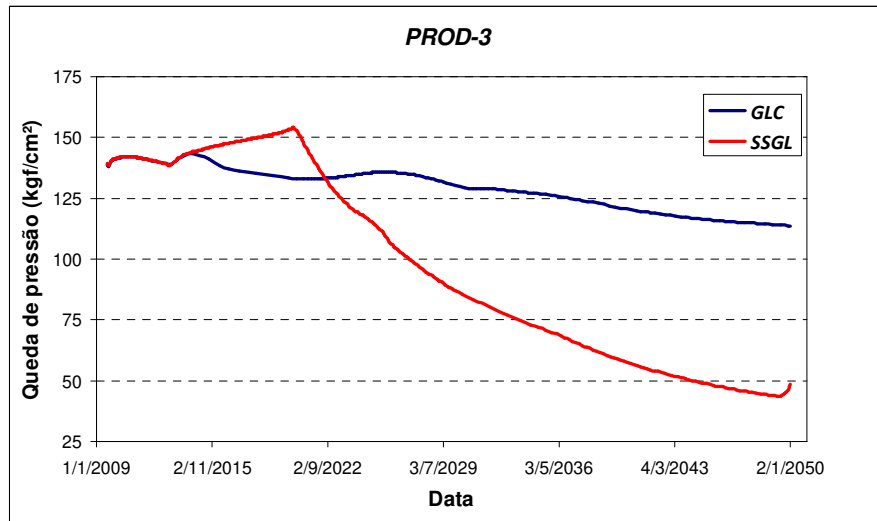
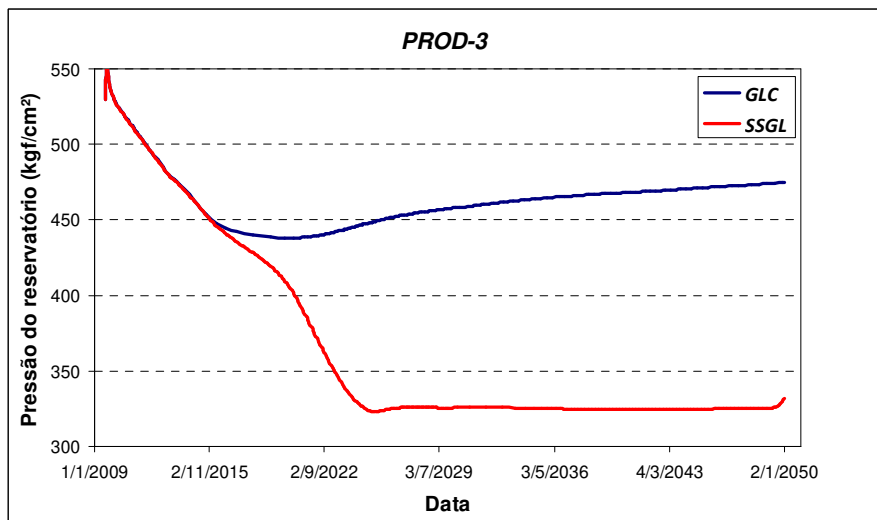


Figura 6.13. Vazão de água injetada dos Cenários 2.3, 2.4 e 2.5.

A Figura 6.14 ilustra a queda de pressão do poço e a pressão média da área de drenagem do poço PROD-3 do Cenário 2.4, que ajudará a entender o porquê da alta taxa de declínio que ocorreu nos poços produtores para a tecnologia SSSL. Observa-se que há uma separação do valor da queda de pressão no início da simulação. Isso explica a manutenção da vazão de líquido por um período maior para o SSSL. Como consequência, a pressão do reservatório tende a cair para valores abaixo da pressão de saturação, pois o volume de água injetado não é suficiente para mantê-la acima. A partir do momento em que a queda de pressão atinge seu valor máximo e começa a declinar, a pressão do reservatório é muito baixa para conseguir elevar o fluido até o SSSL, levando ao fechamento do poço. No caso do GLC, isso não ocorre porque a contrapressão imposta no sistema é maior, limitando sua produção e, portanto, um declínio acentuado da pressão do reservatório.



(a) Queda de pressão do poço PROD-3 e Cenário 2.4



(b) Pressão média da área de drenagem do reservatório do poço PROD-3 e Cenário 2.4

Figura 6.14. Queda de pressão e pressão média do reservatório referente à área de drenagem do poço PROD-3 e Cenário 2.4; diâmetro da linha de produção para ambas as tecnologias igual a 8 polegadas.

Os resultados dos Cenários 2.3, 2.4 e 2.5 mostraram que em sistemas capazes de aumentar a queda de pressão nos poços produtores, como as tecnologias de processamento submarino, a definição da estratégia de injeção de água é um fator fundamental para manter a pressão do reservatório pelo menos acima da pressão de saturação e garantir uma boa eficiência de produção dessas tecnologias. Caso contrário, para evitar resultados como o ocorrido com o Cenário 2.5, é recomendável restringir a produção dos poços.

A comparação entre as tecnologias GLC e SSGL realizada num modelo de reservatório homogêneo para o Estudo de Caso 2 mostrou a capacidade do SSGL de antecipar a produção de um campo. Além disso, a MIP permitiu observar os efeitos da tecnologia SSGL no curto e longo prazo. Foi observado um comportamento na curva de produção de óleo, no qual ele se mostra vantajoso durante o início da produção de um campo, num momento em que a produção de água ainda não é significativa. Outra observação referente ao SSGL é que a redução da contrapressão demanda uma boa estratégia de injeção de água, em reservatórios com pouca ou nenhuma influência de aquíferos, para garantir uma boa manutenção da pressão do reservatório e, consequentemente, elevada vazão dos poços produtores.

Vale lembrar que o balanço material não foi honrado nos Cenários 2.4 e 2.5. Apesar disso não ser uma prática comum nas aplicações reais, existem situações nas quais a locação do poço injetor não foi bem escolhida, ou seu índice de injetividade está abaixo do esperado e, portanto, a eficiência de varrido da região desse poço é reduzida. Como consequência, a produção de um poço produtor, que deveria ter sua região de drenagem pressurizada pela água injetada desse poço injetor, é prejudicada. No caso do SSGL, o impacto disso foi significativo e esse foi o objetivo de não preservar o balanço material nesses cenários.

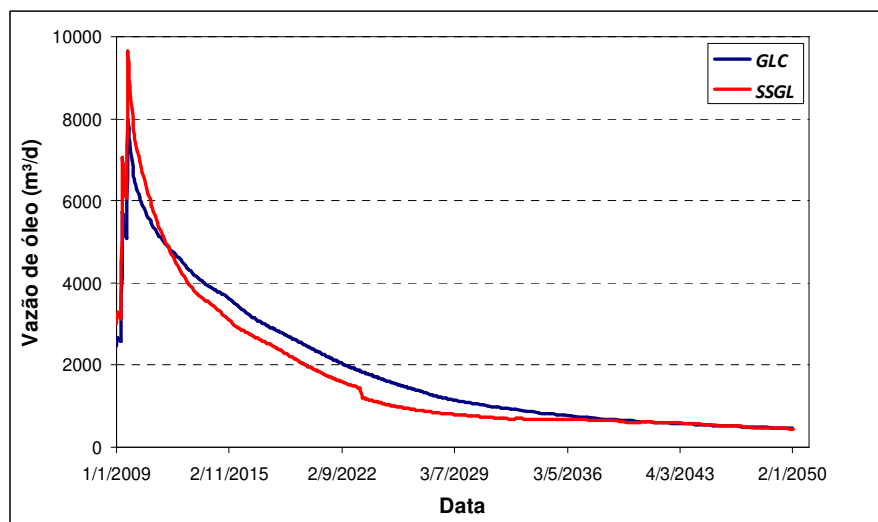
6.3 Estudo de Caso 3

O Estudo de Caso 3 é semelhante ao anterior, só que a comparação será feita utilizando-se um modelo de reservatório heterogêneo que, apesar de ser sintético, apresenta características de modelos de reservatório reais.

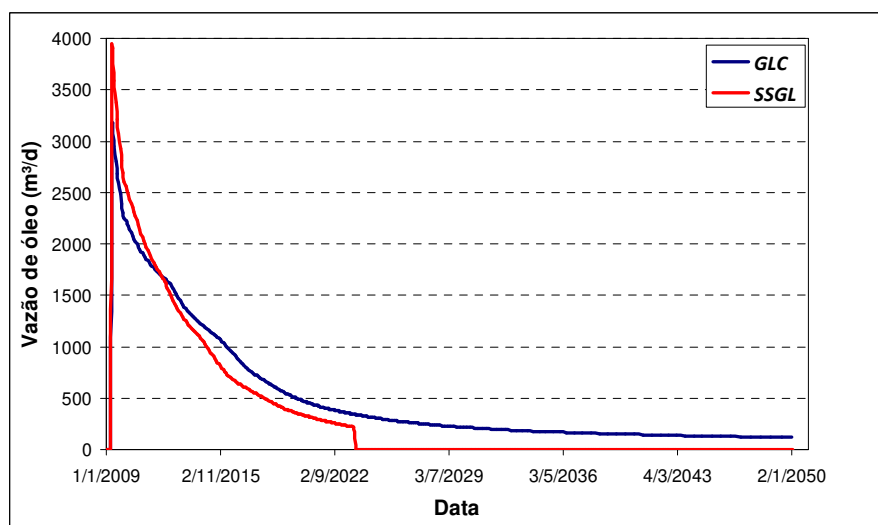
6.3.1 Avaliação da configuração utilizada no Estudo de Caso 2

Inicialmente, foi mantida a mesma configuração utilizada durante o Estudo de Caso 2, cujo resultado está ilustrado na Figura 6.15. Observa-se que a antecipação da produção através da tecnologia SSGL foi muito pequena (Figura 6.15a), resultando inclusive no fechamento do poço PROD-2 (Figura 6.15b). Esse comportamento observado mostra o efeito da heterogeneidade do

reservatório, que mostrou a necessidade de realocar os poços injetores para posições mais próximas dos poços produtores.



(a) Vazão total de óleo produzido

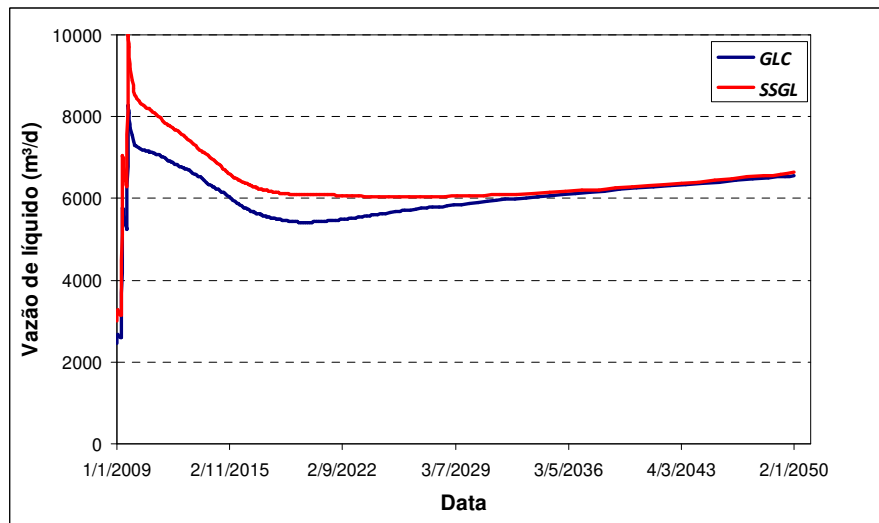


(b) Vazão de óleo produzido do poço PROD-2

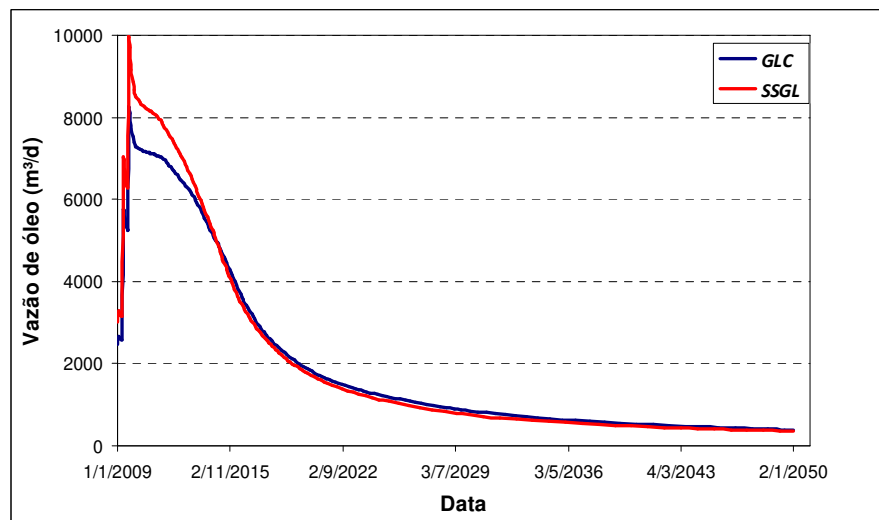
Figura 6.15. Curva de produção de óleo utilizando-se a mesma configuração dos poços do Estudo de Caso 2.

6.3.2 Avaliação das Configurações 1, 2 e 3 com diâmetro da linha de produção igual a 8.0 polegadas

O comportamento da produção observado na Figura 6.15 exigiu mudanças no posicionamento dos poços injetores para um local mais próximo dos poços produtores, sendo que o novo posicionamento não foi baseado em nenhum estudo de otimização. Três configurações foram utilizadas, ilustradas na Figura 5.6, sendo que a Configuração 1 pode ser chamada de configuração base. As Configurações 2 e 3 visam avaliar se o SSGL é capaz de ser mais vantajoso, comparado com o GLC, se um número maior de poços injetores ou se um maior espaçamento entre poços produtores for considerado. Os resultados da produção total de líquido e óleo para as Configurações 1, 2 e 3 estão apresentados na Figura 6.16, Figura 6.17 e Figura 6.18, respectivamente.

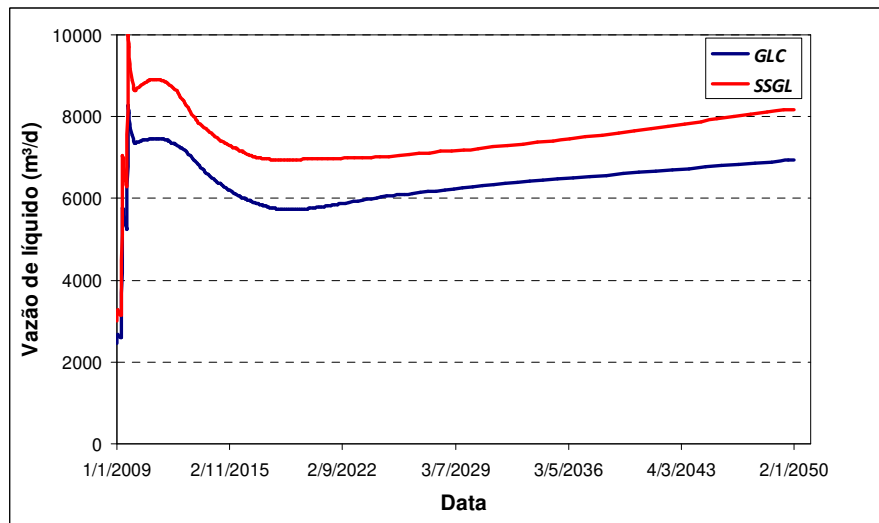


(a) Vazão total de líquido produzido

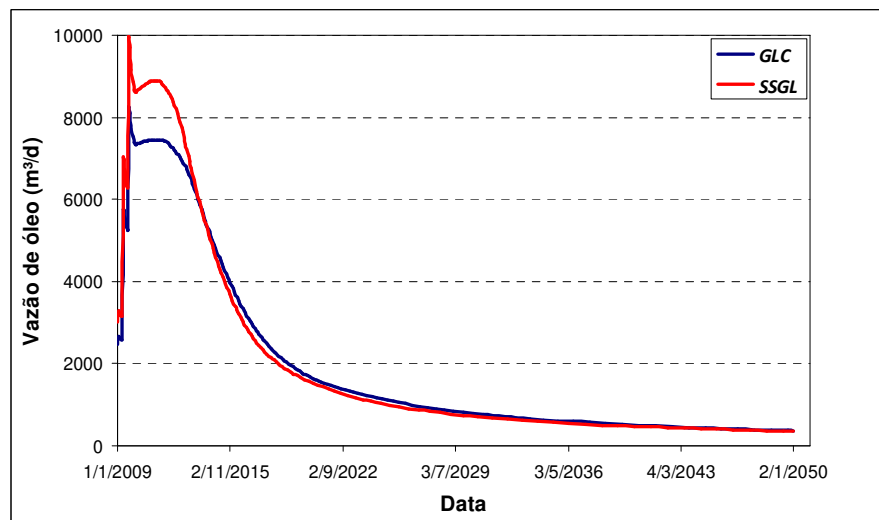


(b) Vazão total de óleo produzido

Figura 6.16. Curva de produção total de líquido e óleo para as Configurações 1.

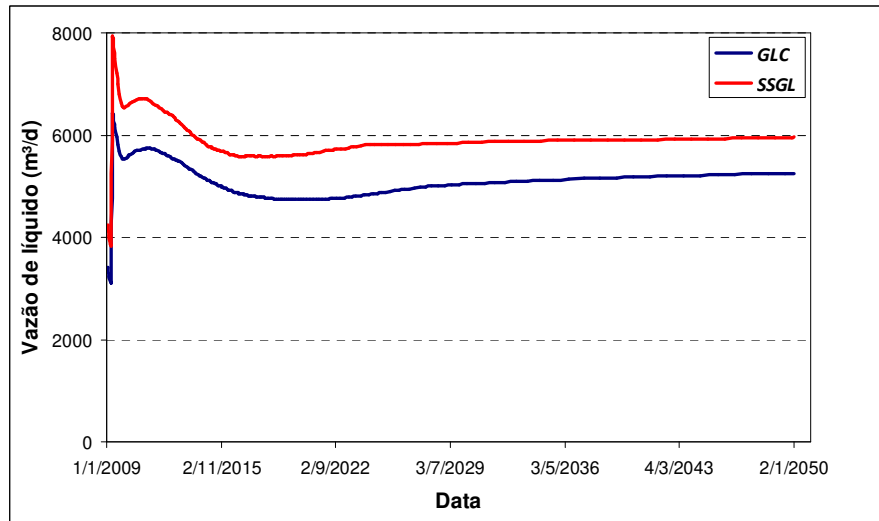


(a) Vazão total de líquido produzido

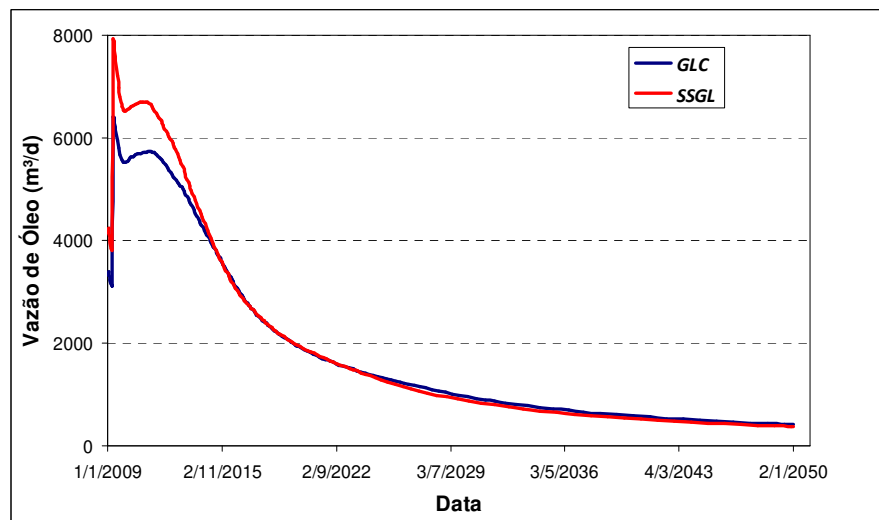


(b) Vazão total de óleo produzido

Figura 6.17. Curva de produção total de líquido e óleo para as Configurações 2.



(a) Vazão total de líquido produzido



(b) Vazão total de óleo produzido

Figura 6.18. Curva de produção total de líquido e óleo para as Configurações 3.

As curvas de produção de líquido para as Configurações 2 e 3, Figura 6.17a e Figura 6.18a, mostram que o SSGL produziu mais líquido que o GLC durante todo o tempo de simulação. No entanto, a curva de produção de óleo foi maior apenas durante o início da simulação, Figura 6.17b e Figura 6.18b, mesmo comportamento observado durante o Estudo de Caso 2. Isso mostra que a vantagem do SSGL diminui quando a produção de água dos poços aumenta. No caso da Configuração 1, apesar do SSGL ter apresentado vantagens com relação ao GLC, observa-se um comportamento um pouco diferente. A curva de produção de óleo, Figura 6.16a, mostra um

rápido declínio de produção, enquanto que a curva de produção de líquido do SSGL, Figura 6.16b, iguala a produção do GLC nos períodos finais de simulação. Esse comportamento pode ser um indicativo de que a água injetada não está sendo capaz de manter a pressão da área de drenagem dos poços produtores, o que explica a queda da produtividade dos mesmos.

A Figura 6.19 ilustra a curva de vazão incremental de óleo para as três configurações. Percebe-se que o incremento de produção obtido pelo SSGL foi maior com a Configuração 2, chegando a valores superiores a 1000 m³/d, no entanto, também foi a configuração na qual o SSGL se tornou menos atrativa que o GLC mais rápida. Interessante notar que a Configuração 1 e 3, apesar da diferença no número de poços produtores, tiveram uma curva de vazão incremental semelhante no início da simulação.

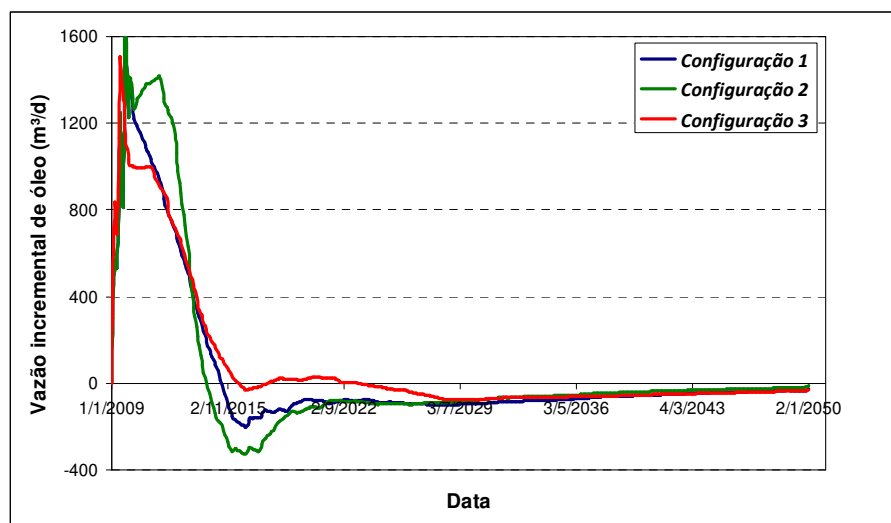


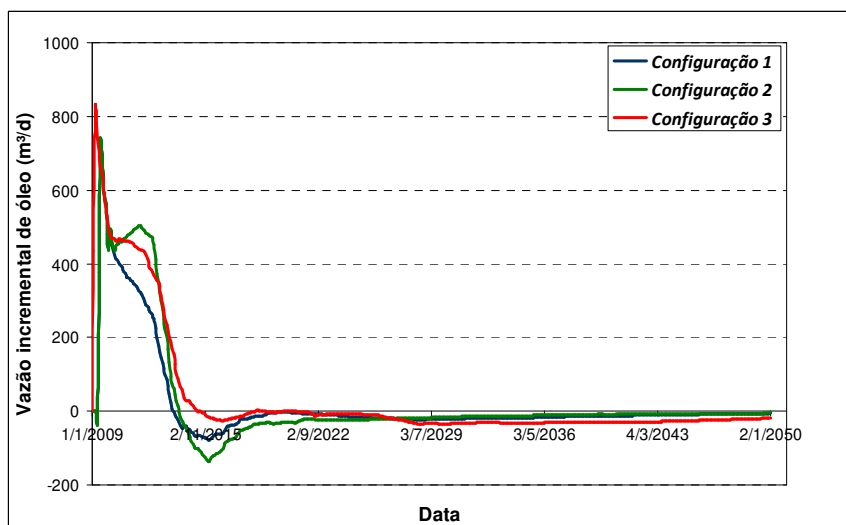
Figura 6.19. Vazão incremental de óleo obtida com o SSGL.

A Tabela 6.1 apresenta o volume incremental de óleo obtido através do SSGL e a porcentagem que as Configurações 2 e 3 tiveram sobre a Configuração 1. Observa-se que a Configuração 2 foi a que obteve o maior volume incremental, apesar de ter sido a primeira configuração a se tornar menos atrativa que o GLC. A Configuração 3 apresentou um volume incremental de óleo igual a 9.22% superior à Configuração 1 com um poço produtor a menos e um desempenho muito próximo ao da Configuração 2, com 1 poço produtor e 2 poços injetores a menos.

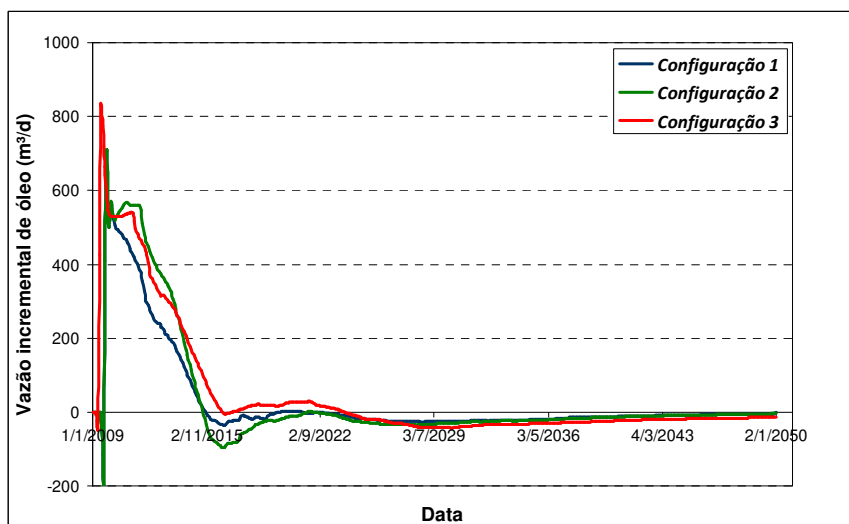
Tabela 6.1. Volume incremental de óleo obtido através do SSGL

Configuração	Volume incremental de óleo ($\times 10^3$ m ³)	% referente à Configuração 1
1	1932.44	-
2	2157.52	11.59
3	2111.77	9.22

Para compreender o porquê da melhora na antecipação da produção obtida a partir das Configurações 2 e 3, será feita uma análise dos poços PROD-2 e PROD-3, comparando seus resultados com aqueles obtidos pela Configuração 1. A Figura 6.20 ilustra a vazão incremental de óleo dos poços PROD-2 (Figura 6.20a) e PROD-3 (Figura 6.20b). Visualmente, pode-se notar, comparando-se as Figura 6.16b e Figura 6.17b, que a inclusão de dois poços injetores aumentou a produção total de óleo do GLC no início da simulação. No entanto, a adição dos poços injetores pareceu ser mais vantajosa para o SSGL, assim como a retirada de um poço produtor, pois a vazão incremental de óleo dos poços PROD-2 e PROD-3 aumentou para as Configurações 2 e 3. Tal resultado está diretamente relacionado à boa manutenção da pressão do reservatório nessas duas configurações. A Figura 6.21 ilustra a pressão média da área de drenagem do poço PROD-2 para a Configuração 1 (Figura 6.21a) e 2 (Figura 6.21b). Nela, pode-se observar como a queda de pressão reduziu nos primeiros anos de simulação para as duas tecnologias. Além disso, houve uma redução na diferença do valor mínimo da pressão entre o GLC e o SSGL.

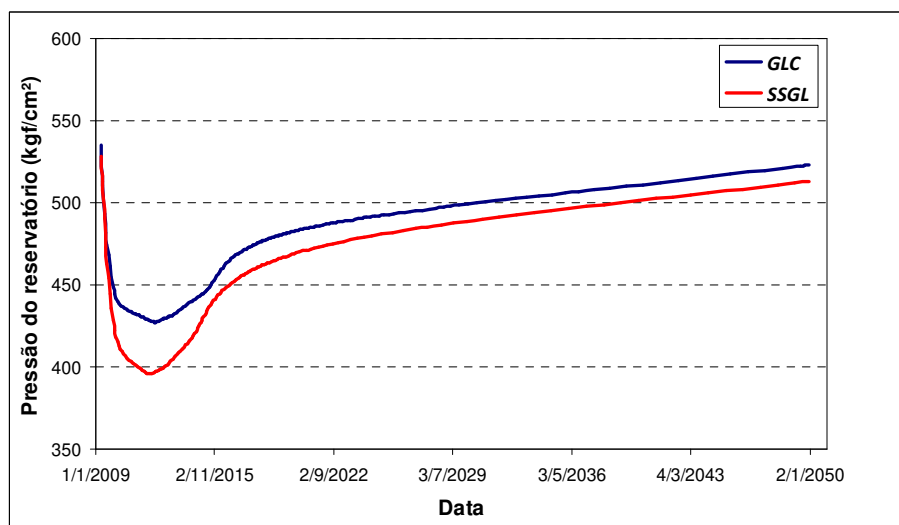


(a) Vazão incremental de óleo do poço PROD-2

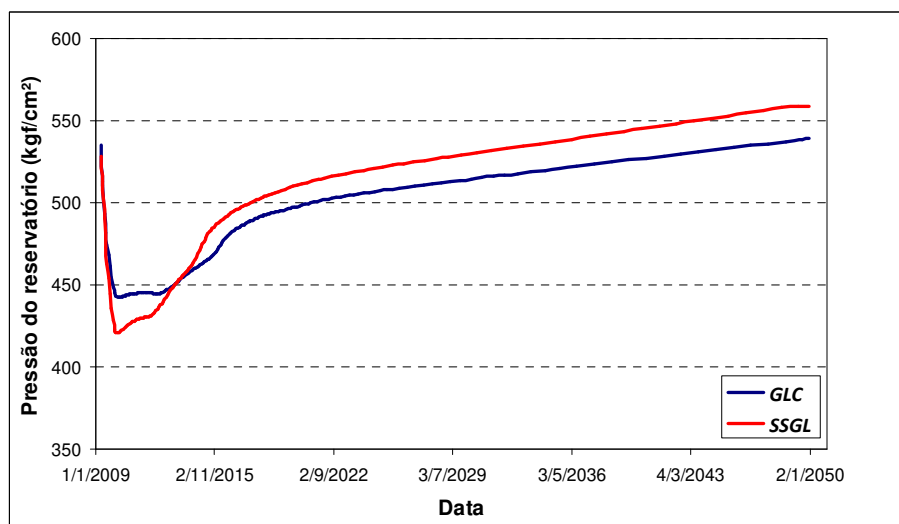


(b) Vazão incremental de óleo do poço PROD-3

Figura 6.20. Vazão incremental de óleo dos poços PROD-2 e PROD-3.



(a) Pressão média da área de drenagem do poço PROD-2 (Configuração 1)



(b) Pressão média da área de drenagem do poço PROD-2 (Configuração 2)

Figura 6.21. Pressão média da área de drenagem do poço PROD-2 para as Configurações 1 e 2.

A Tabela 6.2 resume a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação obtidos por ambas as tecnologias nas Configurações 1, 2 e 3. Apesar da Configuração 1 ter apresentado o pior volume incremental através do SSGL, ela foi a configuração que resultou no maior fator de recuperação. Isso mostra que antecipar a produção tem um custo no fator de recuperação. Nesse caso, a diferença foi pequena, no entanto, ela pode ser muito maior em outros casos, podendo afetar significativamente o VPL do projeto. Outro ponto interessante é que o fator de recuperação do SSGL para a Configuração 3 foi muito próximo ao obtido pela Configuração 2 com o GLC e o

fator de recuperação do SSGL para a Configuração 2 foi superior ao obtido pela Configuração 1 com o GLC, o que mostra que o SSGL tem potencial para reduzir o número de poços de um determinado campo. É claro que essa observação não pode ser generalizada e, portanto, vai depender das características do caso a ser estudado.

Anteriormente, foi comentado que a Configuração 3 obteve um desempenho muito próximo à Configuração 2 durante a fase de antecipação da produção, no entanto, o fator de recuperação foi bem menor. Portanto, uma análise econômica é essencial para certificar qual a configuração que maximiza o VPL do projeto.

Tabela 6.2. Produção acumulada e fator de recuperação obtidos pelas tecnologias GLC e SSGL nas Configurações 1, 2 e 3

Configuração	Produção acumulada ($\times 10^6$ m ³)		Fator de recuperação (%)	
	GLC	SSGL	GLC	SSGL
1	28.59	29.16	51.58	52.59
2	28.10	28.87	50.69	52.08
3	26.44	27.54	47.69	49.67

6.3.3 Avaliação das Configurações 1,2 e 3 com diâmetro da linha de produção igual a 10 polegadas para o sistema GLC

A comparação no item anterior mostrou que a tecnologia SSGL foi capaz de produzir com vazões incrementais superiores a 1000 m³/d de óleo, mantendo-se as características do sistema de produção iguais. Por outro lado, o Estudo de Caso 2 mostrou que o aumento do diâmetro da linha de produção multifásica de 8 para 10 polegadas, reduziu a contra-pressão do sistema GLC e, conseqüentemente, o incremento de produção com o SSGL. O mesmo será feito agora para o modelo heterogêneo. As respostas obtidas para o SSGL são as mesmas da seção anterior.

A Figura 6.22, Figura 6.23 e Figura 6.24 ilustram a curva de óleo para os Cenários 1, 2 e 3, respectivamente. Nelas, a curva de produção de óleo do sistema GLC com diâmetro de 8 polegadas foi incluída para ilustrar a redução do incremento de produção do SSGL. Mesmo após o aumento do diâmetro, pode-se observar que o SSGL ainda se mostrou vantajoso frente ao GLC, permitindo produzir com maiores vazões durante o início da produção.

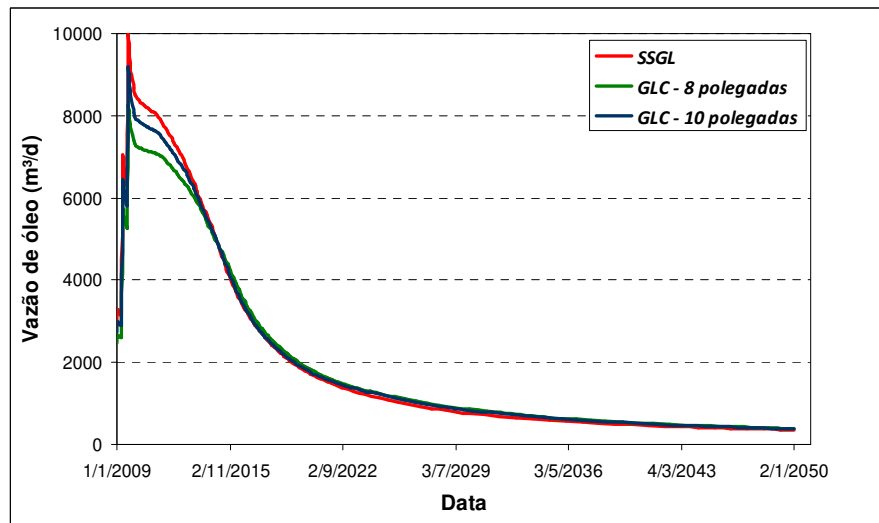


Figura 6.22. Curva de produção de óleo do Cenário 1.

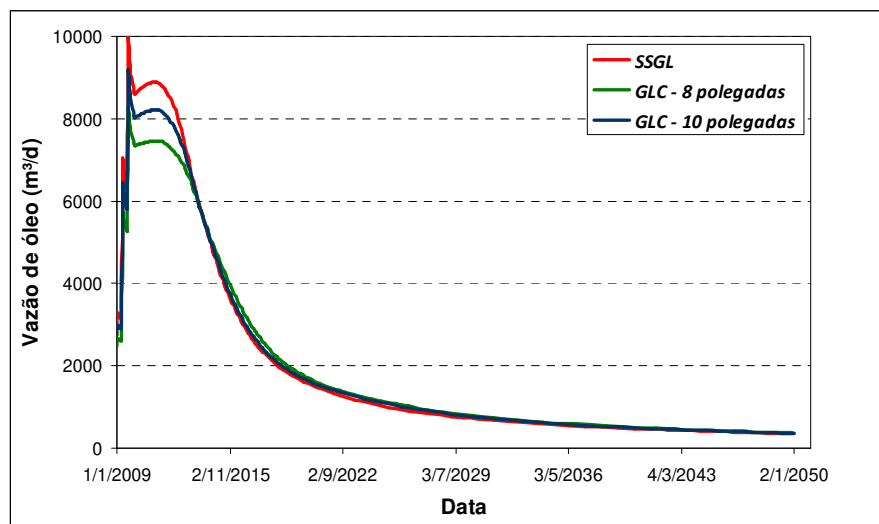


Figura 6.23. Curva de produção de óleo do Cenário 2.

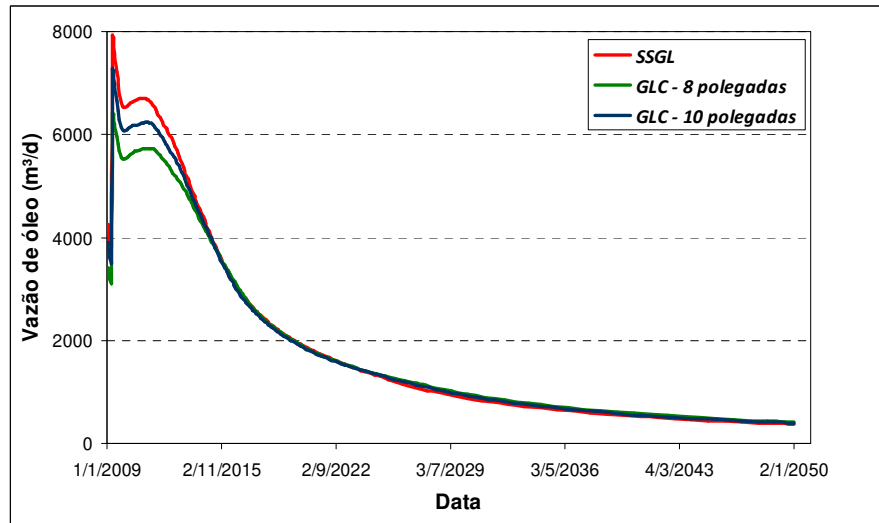


Figura 6.24. Curva de produção de óleo do Cenário 3.

A Figura 6.25, Figura 6.26 e Figura 6.27 ilustram a diferença da vazão incremental de óleo obtida pelo SSGL com o GLC com linha de produção de 8 e 10 polegadas para os Cenários 1, 2 e 3, respectivamente. Pode-se observar que a redução da vazão incremental foi significativa ao aumentar o diâmetro da linha de produção multifásica do sistema GLC. A Tabela 6.3 resume o volume incremental de óleo para o sistema GLC com 8 e 10 polegadas. Nota-se que o volume foi reduzido em mais de 50% nas três configurações, sendo que a menor redução foi para a Configuração 3. Isto ocorreu porque o SSGL foi mais vantajoso durante um período muito maior de tempo, conforme ilustrado na Figura 6.27, onde mostra que o declínio da vazão incremental mudou de inclinação e passou reduzir gradativamente.

Tabela 6.3. Volume incremental de óleo obtido pelo SSGL, comparado com o sistema GLC de 8 e 10 polegadas.

Configuração	Volume incremental de óleo – GLC com 8 polegadas ($\times 10^3 \text{ m}^3$)	Volume incremental de óleo – GLC com 10 polegadas ($\times 10^3 \text{ m}^3$)	% de redução do volume
1	1932.44	718.66	62.81
2	2156.52	893.39	58.57
3	2110.77	909.52	56.91

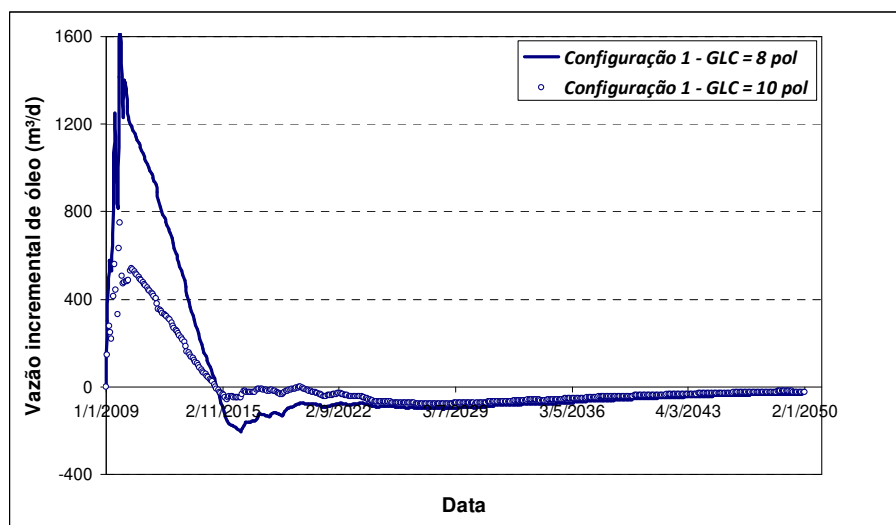


Figura 6.25. Vazão incremental de óleo do Cenário 1.

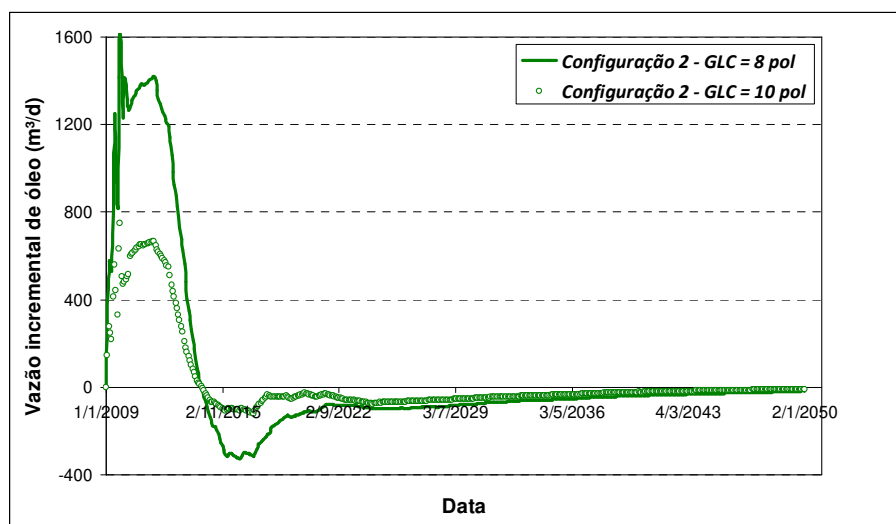


Figura 6.26. Vazão incremental de óleo do Cenário 2.

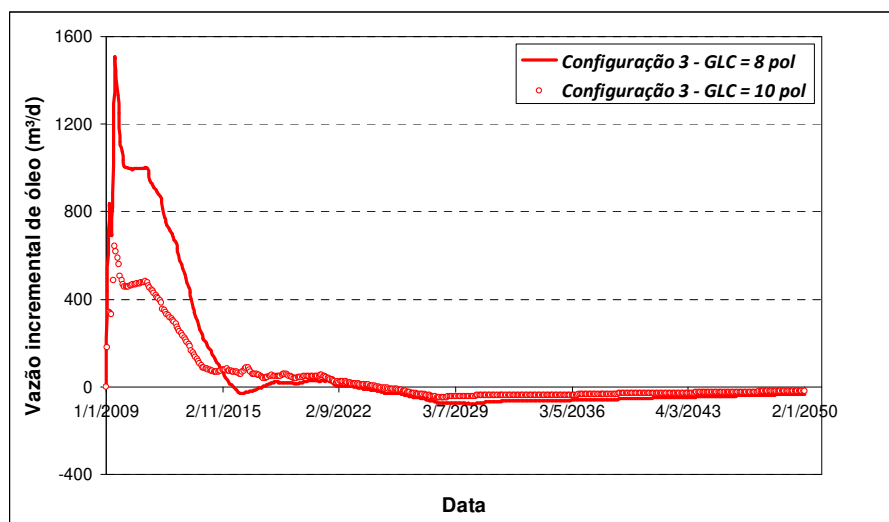


Figura 6.27. Vazão incremental de óleo do Cenário 3.

A Tabela 6.4 resume a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação obtido por ambas as tecnologias. É possível observar que após o aumento do diâmetro da linha de produção do sistema GLC, o fator de recuperação para cada configuração ficou muito próximo. Mesmo assim, o SSGL continuou apresentando vantagens também no fator de recuperação. Diferente do observado na Tabela 6.2, o SSGL não apresentou vantagens relacionadas ao número de poços, apenas com relação ao diâmetro da tubulação.

Tabela 6.4. Produção acumulada e fator de recuperação obtidos pelas tecnologias GLC e SSGL nas Configurações 1, 2 e 3

Configuração	Produção acumulada ($\times 10^6$ m ³)		Fator de recuperação (%)	
	GLC	SSGL	GLC	SSGL
1	29.08	29.16	52.45	52.59
2	28.59	28.87	51.56	52.08
3	27.00	27.54	48.71	49.67

6.3.4 Combinação das tecnologias SSGL e GLC

A Figura 6.28, Figura 6.29 e Figura 6.30 ilustram a diferença na perda de carga na coluna de produção dos poços produtores PROD-1, PROD-2 e PROD-3, para a Configuração 1,

respectivamente. Pode-se observar que o valor da perda de carga para o SSGL, inicialmente menor, tende a aumentar muito devido à maior produção de água e a não injeção de gás.

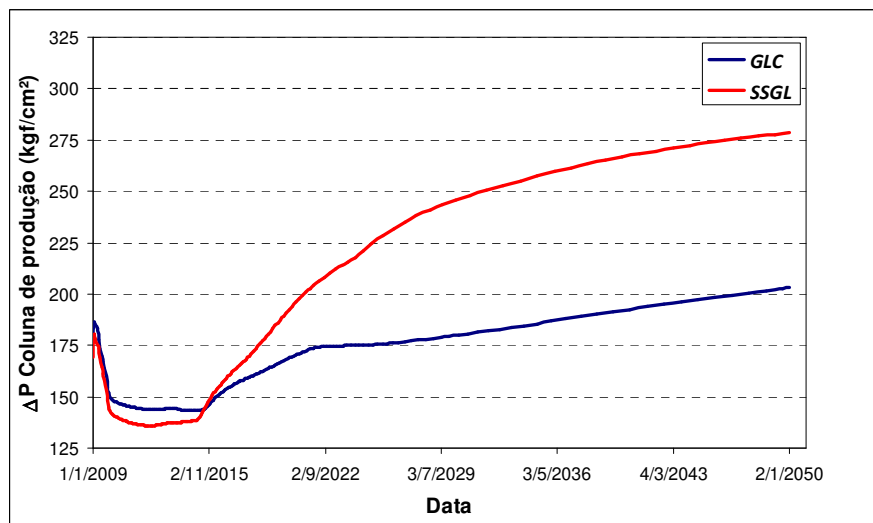


Figura 6.28. Perda de carga na coluna de produção para o poço PROD-1 e Configuração 1.

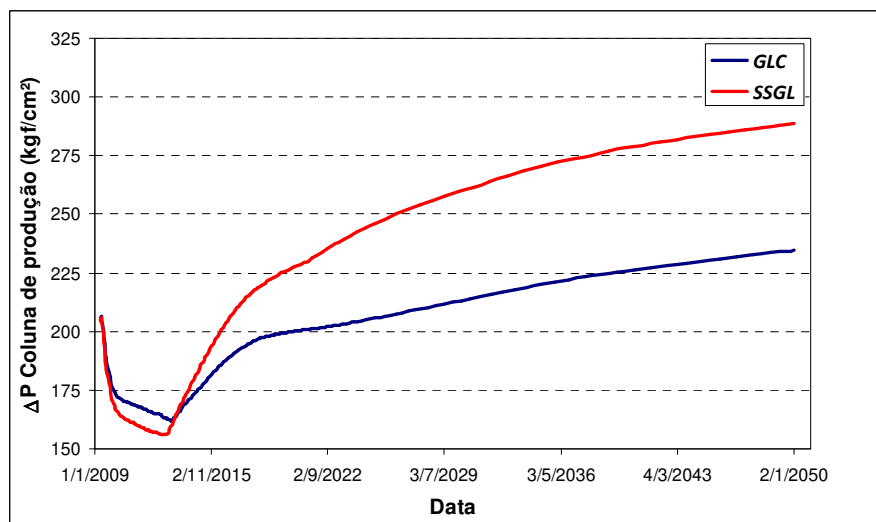


Figura 6.29. Perda de carga na coluna de produção para o poço PROD-2 e Configuração 1.

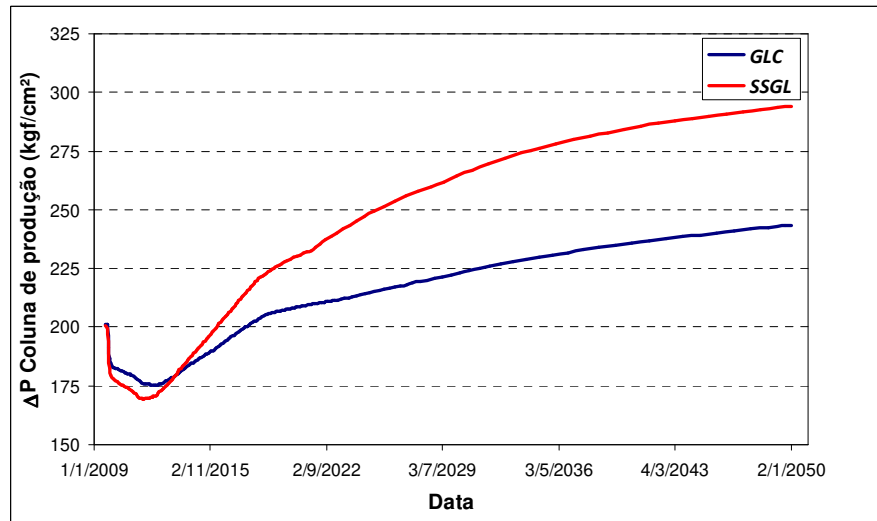
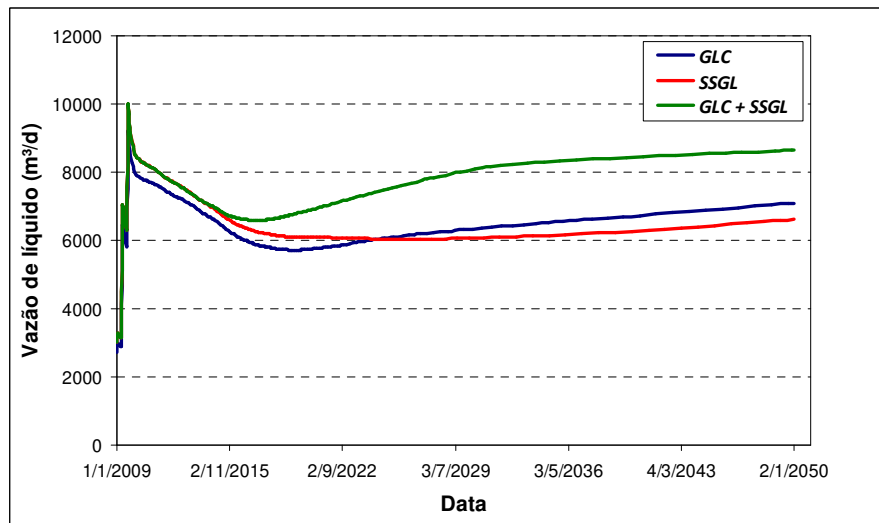


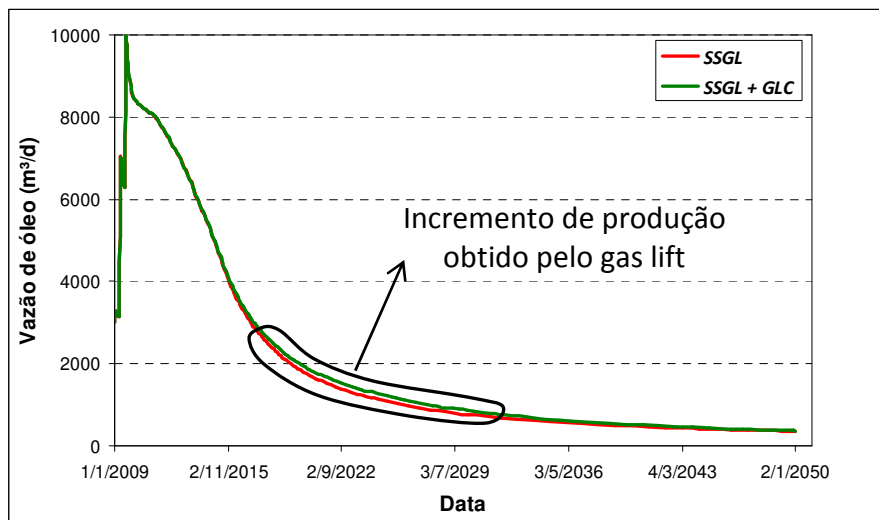
Figura 6.30. Perda de carga na coluna de produção para o poço PROD-3 e Configuração 1.

A diferença no valor da perda de carga na coluna de produção dos poços produtores abre a possibilidade de investigar se seria possível produzir mais óleo caso as tecnologias SSGL e GLC fossem utilizadas simultaneamente (SSGL + GLC). Como a diferença aumenta após a chegada da água nos poços produtores, a injeção de gás somente ocorreria após certo tempo de produção e não desde o começo. A Figura 6.31a ilustra a diferença na curva de produção de líquida obtida com o sistema SSGL+GLC. No entanto, a curva de produção de óleo, Figura 6.31b, mostrou que é possível incrementar a produção de óleo, comparado com o SSGL, apesar do incremento não ter sido muito grande nesse caso. Outra observação é que a combinação dessas tecnologias pode ser útil quando o campo estiver numa fase madura da sua vida produtiva e, portanto, pode ser uma alternativa durante uma etapa de revitalização.

A Figura 6.32 complementa os resultados apresentados na Figura 6.31 ao ilustrar o efeito que a injeção de gás causou no aumento da queda de pressão do poço e na redução da perda de carga na coluna de produção no poço PROD-1. Resultados semelhantes foram observados para os poços PROD-2 e PROD-3.

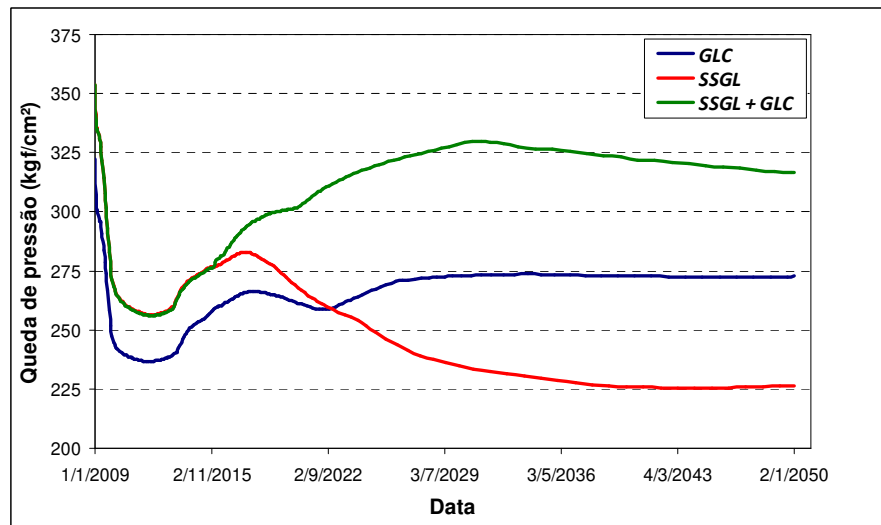


(a) Vazão total de líquido produzido

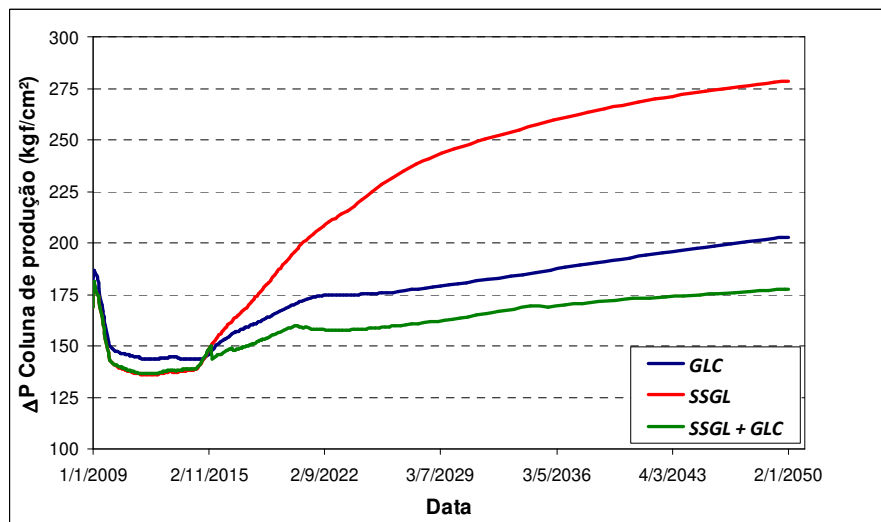


(b) Vazão total de óleo produzido

Figura 6.31. Curva de produção de líquido e óleo mostrando o ganho obtido com a combinação das tecnologias SSGL e GLC.



(a) Queda de pressão do poço PROD-1



(b) Perda de carga na coluna de produção do poço PROD-1

Figura 6.32. Queda de pressão e perda de carga na coluna de produção do poço PROD-1.

O incremento de produção pode ser mais bem visualizado na Figura 6.33, onde é ilustrada a vazão incremental de óleo. Observa-se que a combinação das tecnologias melhora o desempenho do SSGL, quando comparado com o GLC. A Tabela 6.5 resume a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação das tecnologias GLC, SSGL e SSGL+GLC. O incremento na produção de óleo ilustrado na Figura 6.31b resultou num aumento de 1.75 % no fator de recuperação.

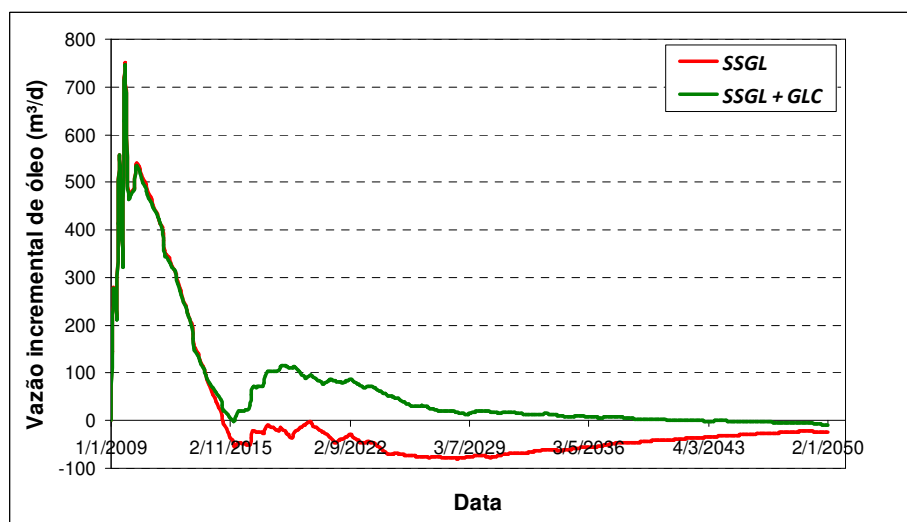


Figura 6.33. Vazão incremental de óleo.

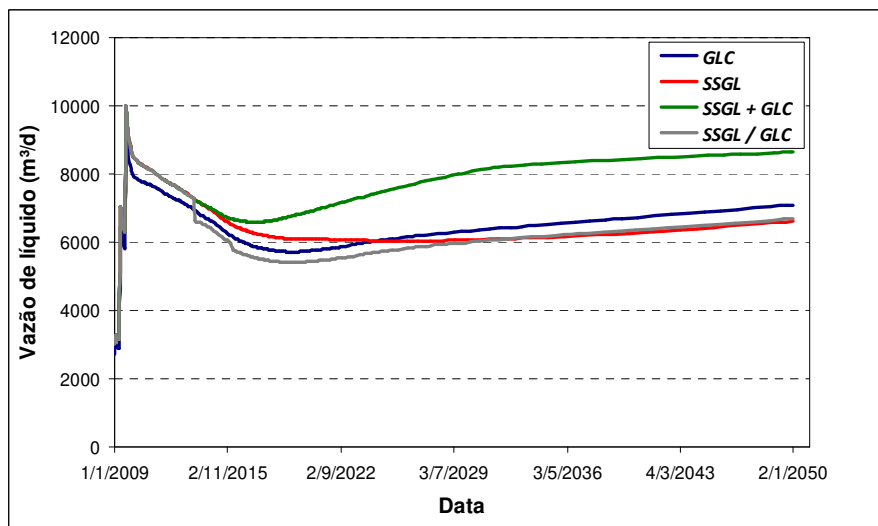
Tabela 6.5. Produção acumulada de óleo e fator de recuperação obtidos pelas tecnologias SSGL, GLC e SSGL+GLC para a Configuração 1

Tecnologia	Produção acumulada de óleo ($\times 10^6$ m ³)	Fator de recuperação (%)
GLC	29.08	52.45
SSGL	29.16	52.59
SSGL + GLC	30.13	54.34

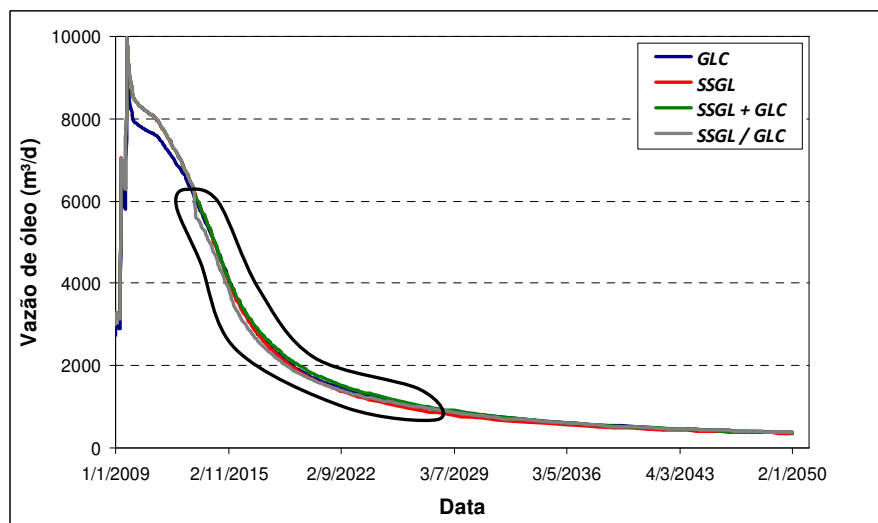
Os resultados apresentados na Figura 6.31 para a Configuração 1 indicam que a combinação das tecnologias SSGL e GLC é benéfica para incrementar mais ainda a produção de um reservatório. É claro que para transformar o resultado das simulações em casos práticos requer uma avaliação econômica do projeto para analisar sua viabilidade, e, em algumas situações, desenvolvimento de novas tecnologias. Por exemplo, serão necessárias intervenções nos poços para instalar as válvulas de injeção de gás, espaço para conexões das linhas de injeção tanto na UEP quanto na ANM, ampliar o sistema de compressão, avaliar se a eficiência de separação da fase gás-líquido será mantida após a injeção de gás etc.

A Figura 6.33 mostrou que a combinação das tecnologias manteve o SSGL mais atrativo do que o GLC durante quase todo o período de simulação. Injetar gás e continuar a separar as fases gás-líquido no leito submarino é diferente de mudar o método de elevação de SSGL para GLC após um período de produção. Não é de se esperar que após a mudança do método de elevação, a curva de produção será a mesma obtida produzindo apenas por GLC, pois as condições no

reservatório ao produzir por SSGL e GLC são diferentes. A Figura 6.34a ilustra como a curva de produção de líquido é reduzida para valores inferiores à curva obtida pelo GLC. O mesmo ocorre para a curva de produção de óleo, ilustrado na Figura 6.34b. A Figura 6.35 ilustra uma ampliação da área circulada na Figura 6.34b, onde fica mais claro observar como a produção de óleo foi reduzida após a mudança do método de elevação.



(a) Vazão total de líquido produzido



(b) Vazão total de óleo produzido

Figura 6.34. Curva de produção de líquido e óleo mostrando o efeito da alteração da tecnologia SSGL para GLC.

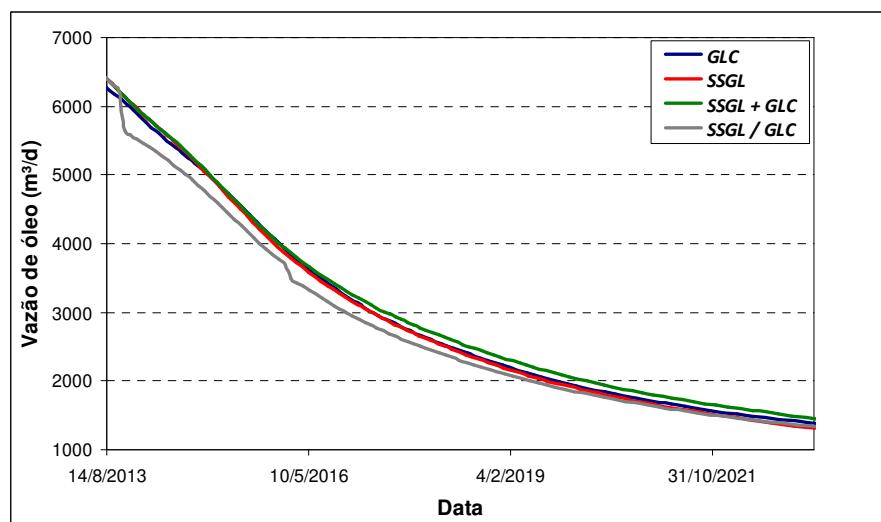


Figura 6.35. Ampliação da área circulada da curva de produção total de óleo.

A Tabela 6.6 apresenta a produção acumulada e o fator de recuperação das quatro alternativas de elevação artificial estudadas nesse trabalho, onde se percebe que a mais vantajosa foi a combinação das tecnologias SSGL e GLC.

Tabela 6.6. Produção acumulada e fator de recuperação das quatro alternativas de elevação artificial estudadas

Tecnologia	Produção acumulada de óleo ($\times 10^6$ m ³)	Fator de recuperação (%)
GLC	29.08	52.45
SSGL	29.16	52.59
SSGL + GLC	30.13	54.34
SSGL / GLC	29.06	52.43

Apesar da perda de produção ocorrida com a troca do método de elevação, prever um sistema flexível, capaz de trocar o método de elevação, é uma forma atrativa de manter a produção de um poço, ou um grupo de poços, em caso de falha no sistema de separação submarina. Assim, um sistema de processamento submarino gás-líquido bastante flexível e robusto permitiria produzir um campo a partir de qualquer uma das duas tecnologias e através da combinação das duas.

6.3.5 Configuração do sistema de produção GLC necessário para igualar a produção do SSGL

Todos os resultados apresentados até o momento mostraram que o SSGL sempre foi capaz de antecipar a produção de óleo através da redução da contrapressão imposta no poço e do aumento da queda de pressão do poço, mesmo após o aumento do diâmetro da linha de produção multifásica no sistema GLC de 8 para 10 polegadas. Para as três configurações estudadas para o modelo heterogêneo, somente foi possível igualar a produção de óleo obtida com SSGL após aumento do diâmetro interno da coluna de produção do GLC. A Figura 6.36, Figura 6.37 e Figura 6.38 ilustram a curva de curva de produção de óleo para as Configurações 1, 2 e 3, respectivamente, e a Tabela 6.7 resume a configuração necessária para o GLC apresentar uma curva de produção parecida com o SSGL. Apesar do investimento de um sistema submarino ser superior ao de um sistema GLC, cuja tecnologia já está consolidada, o resultado apresentado nessa seção mostra como o SSGL é capaz de obter curvas de produção semelhantes ao GLC utilizando diâmetros menores. É claro que na maioria das vezes o objetivo é tentar antecipar a produção, mas em situações nas quais isso não é possível, o SSGL pode ser útil para reduzir custos referentes ao diâmetro da tubulação.

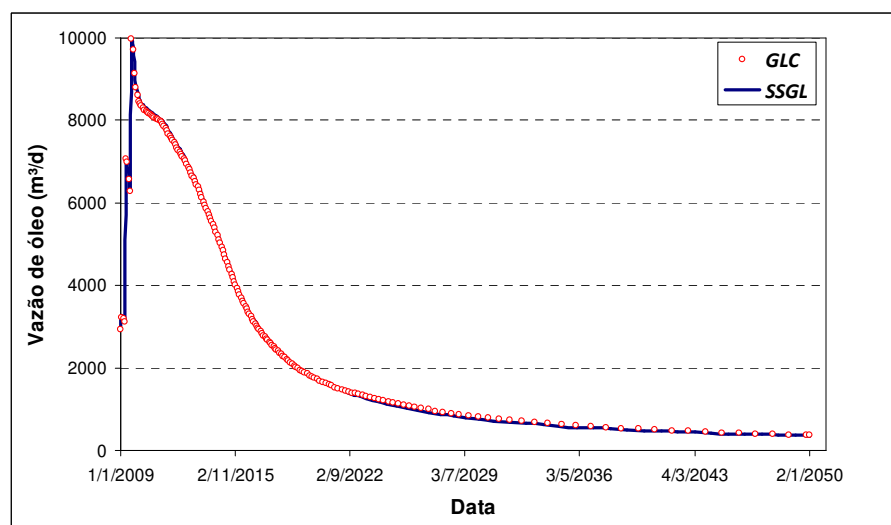


Figura 6.36. Curva de produção de óleo igual obtida para o SSGL e GLC para a Configuração 1.

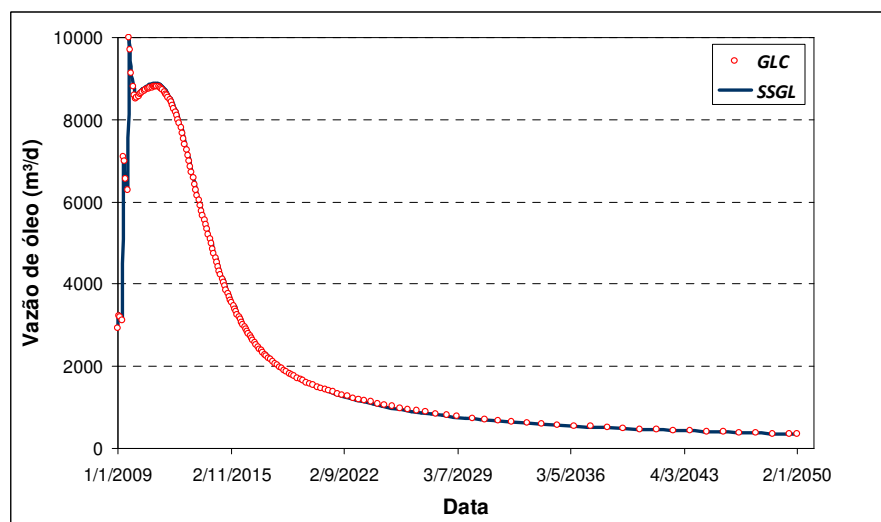


Figura 6.37. Curva de produção de óleo igual obtida para o SSGL e GLC para a Configuração 2.

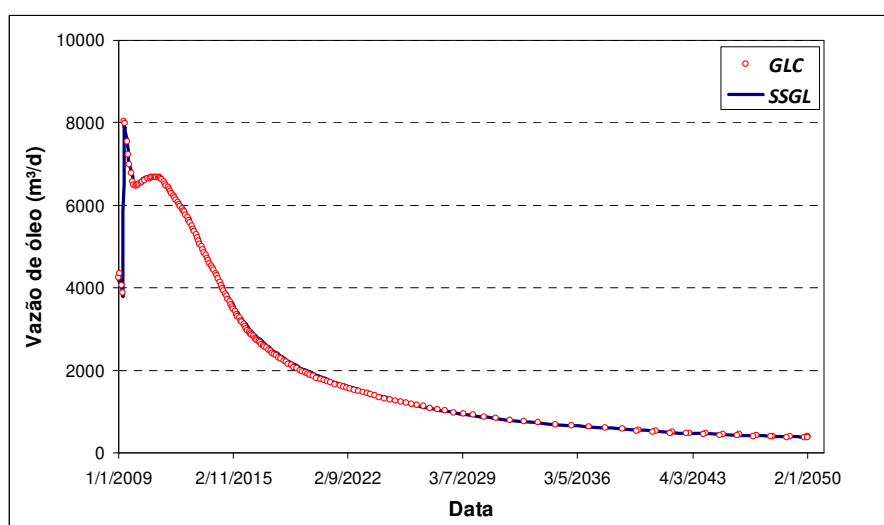


Figura 6.38. Curva de produção de óleo igual obtida para o SSGL e GLC para a Configuração 3.

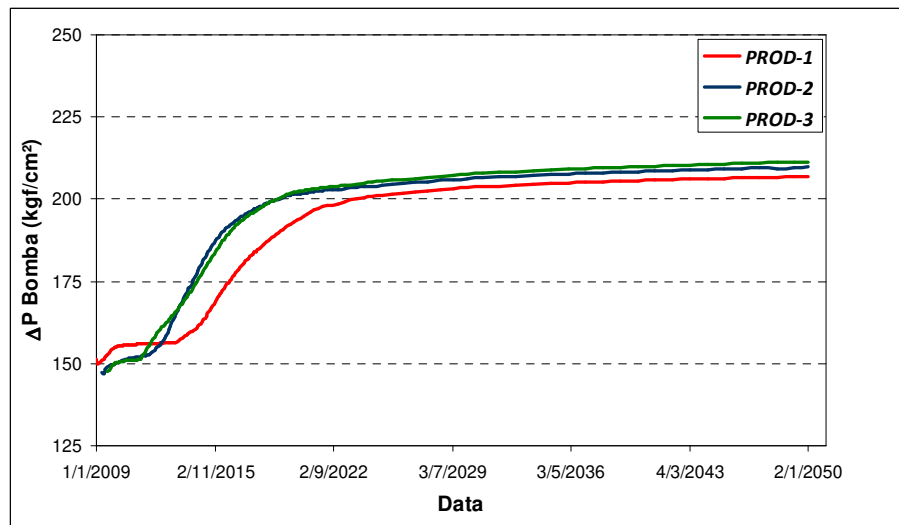
Tabela 6.7. Diâmetro interno da coluna e linha de produção utilizada por cada tecnologia para obter a mesma curva de produção de óleo

Tecnologia	Diâmetro interno da coluna de produção (polegadas)	Diâmetro interno da linha de produção (polegadas)
GLC	7.0	10.0
SSGL	5.5	8.0

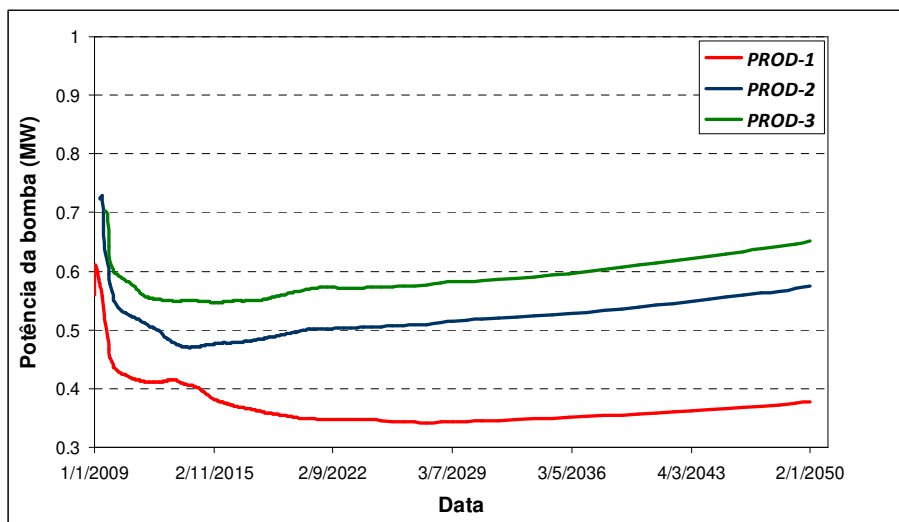
6.3.6 Vantagens de se trabalhar com a MIP

Na Seção 6.1, foi mostrado através de um exemplo o motivo pelo qual seria mais recomendável utilizar a MIP para simular a produção de reservatórios através de tecnologias de processamento submarino, como o SSGL, conforme reportado por Jansa e Dessenberger (2010). Também foi comentado no Capítulo 2 que a MIP é uma abordagem útil na identificação de oportunidades, geração de informações importantes para a área de produção e inclusão de restrições que não são capazes de serem consideradas apenas com a simulação de reservatórios.

Conforme descrito no Apêndice I, foram inseridas algumas equações dentro do elemento *Inline general* no GAP a fim de obter, ao longo da simulação, o Δp e a potência da bomba hipotética, informações importantes para auxiliar o engenheiro de produção durante a especificação da bomba e para avaliar se os resultados estão dentro das limitações tecnológicas. No caso do SSGL, atualmente pode-se considerar que uma restrição tecnológica para uso submarino é o Δp e a potência da bomba centrífuga. A Figura 6.39, Figura 6.40 e Figura 6.41 ilustram os resultados dessas duas variáveis obtidas para as Configurações 1, 2 e 3, respectivamente.

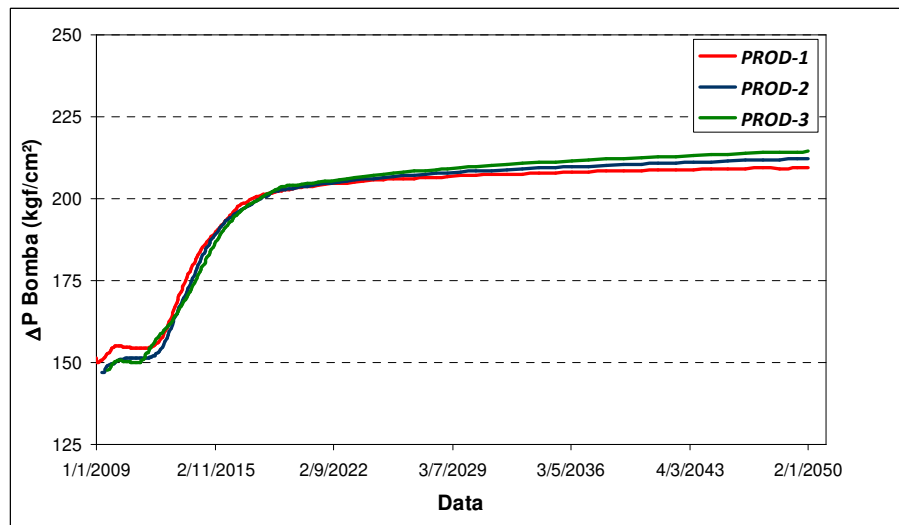


(a) Δp da bomba hipotética– Configuração 1

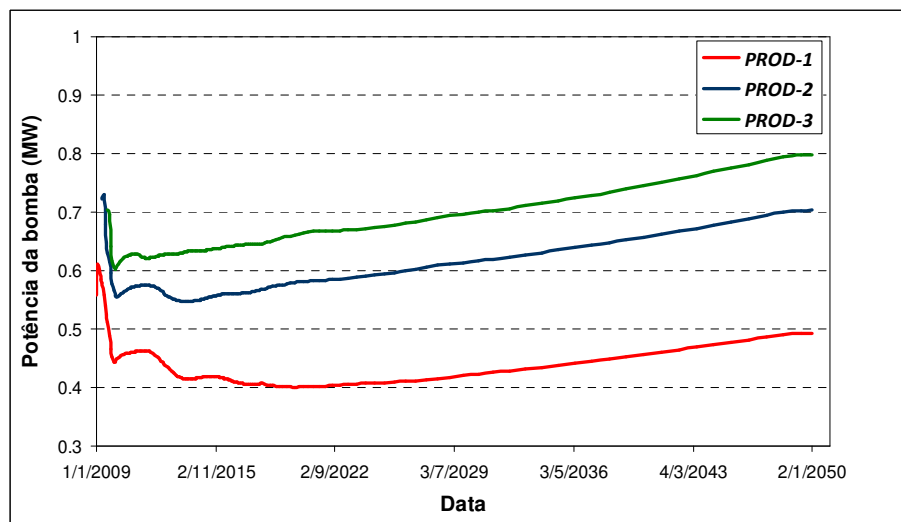


(b) Potência da bomba hipotética – Configuração 1

Figura 6.39. Δp e potência da bomba para a Configuração 1.

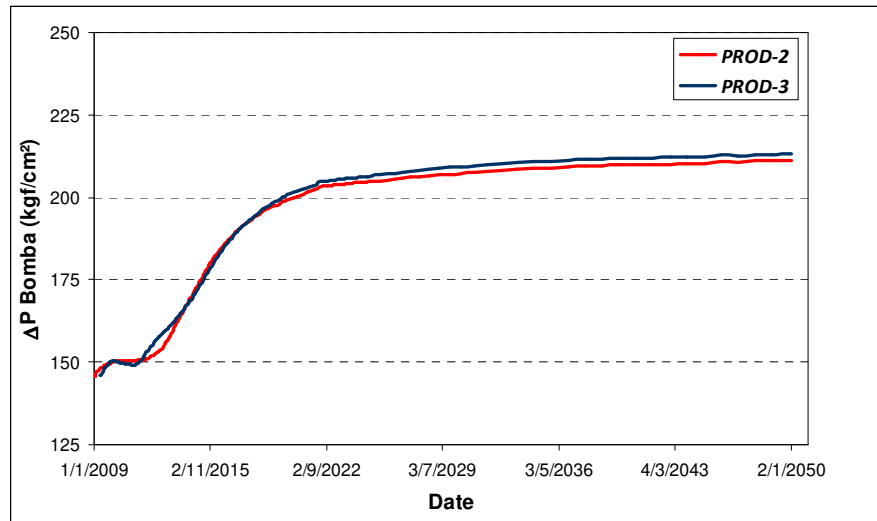


(a) Δp da bomba hipotética– Configuração 2

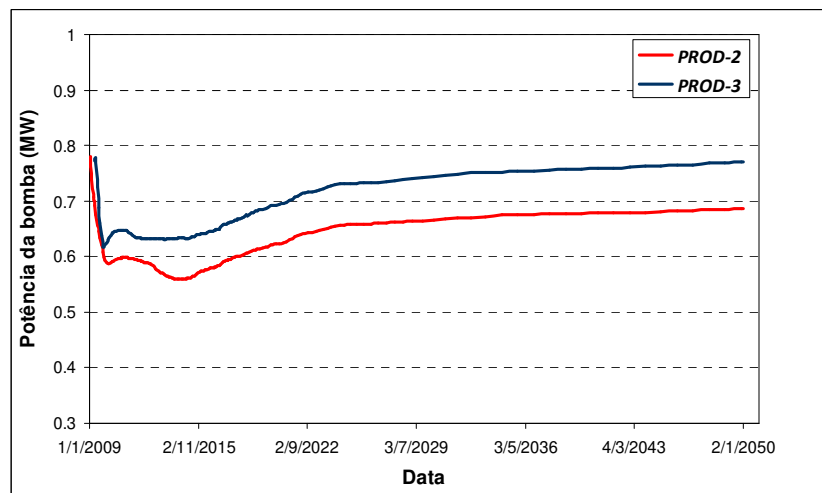


(b) Potência da bomba hipotética – Configuração 2

Figura 6.40. Δp e potência da bomba para a Configuração 2.



(a) Δp da bomba hipotética– Configuração 3



(b) Potência da bomba hipotética – Configuração 3

Figura 6.41. Δp e potência da bomba para a Configuração 3.

Considerando-se uma restrição tecnológica de máximo Δp igual a 200 kgf/cm², percebe-se que para produzir no potencial, o Δp das três configurações excede esse valor a partir de um determinado tempo de produção (Figura 6.39a, Figura 6.40a e Figura 6.41a). Portanto, alguma ação deve ser tomada para honrar tal restrição. Uma alternativa seria aumentar o diâmetro interno da linha de líquido de 8.0 para 10 polegadas, cujo resultado está ilustrado na Figura 6.42. No entanto, o aumento do diâmetro da linha de líquido mostrou-se insuficiente para honrar a restrição de 200 kgf/cm².

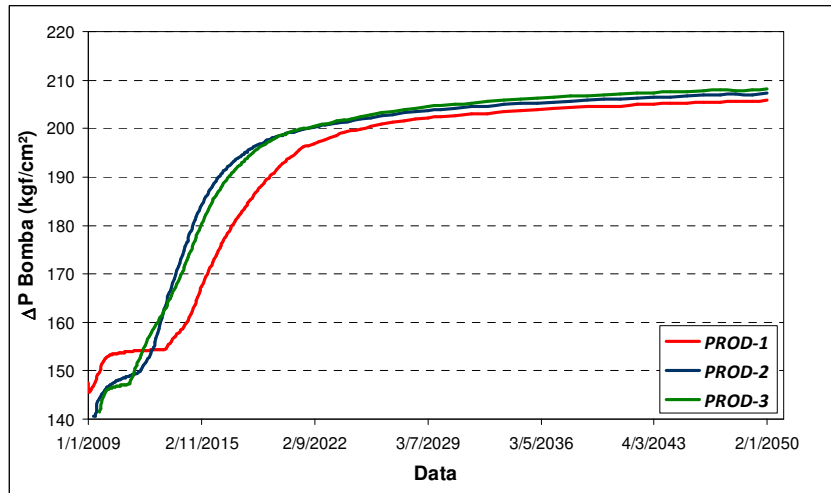


Figura 6.42. Δp das bombas para o diâmetro interno da linha de líquido 10 polegadas – Configuração 1.

Dois tipos de bombas estão sendo considerados em projetos de unidades SSGL: bomba centrífuga e bomba híbrida. A diferença entre as duas é que a segunda apresenta uma tolerância superior ao volume de gás, sendo que o limite máximo de GVF considerado em projeto é igual a 20%. Portanto, uma segunda alternativa seria aumentar o GVF e verificar se o volume de gás que segue pela linha de líquido é capaz de honrar a restrição. A Figura 6.43, Figura 6.44 e Figura 6.45 ilustram a influência do aumento gradativo do GVF desde 0 a 20% no Δp das bombas hipotéticas para os poços PROD-1, PROD-2 e PROD-3, respectivamente, para o diâmetro interno da linha de líquido igual a 10 polegadas.

Observa-se que para apenas um valor de GVF igual a 20% é que se pode considerar que o Δp das bombas honrou o limite máximo de 200 kgf/cm² (o valor do Δp ao final da simulação situou-se entre 200 e 201 kgf/cm²). Vale lembrar que para esse estudo considerou-se que o aumento do GVF não influenciou no Δp máximo da bomba. Sendo assim, mesmo com o aumento do diâmetro e do GVF, a redução na perda de carga entre os pontos a jusante do SSGL à UEP não foi suficiente para honrar a restrição tecnológica.

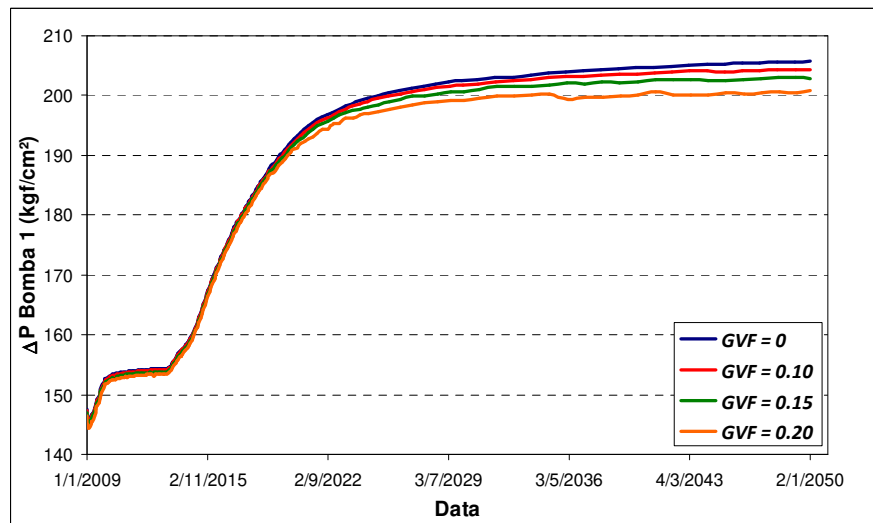


Figura 6.43. Influência do GVF no Δp da bomba hipotética – PROD-1.

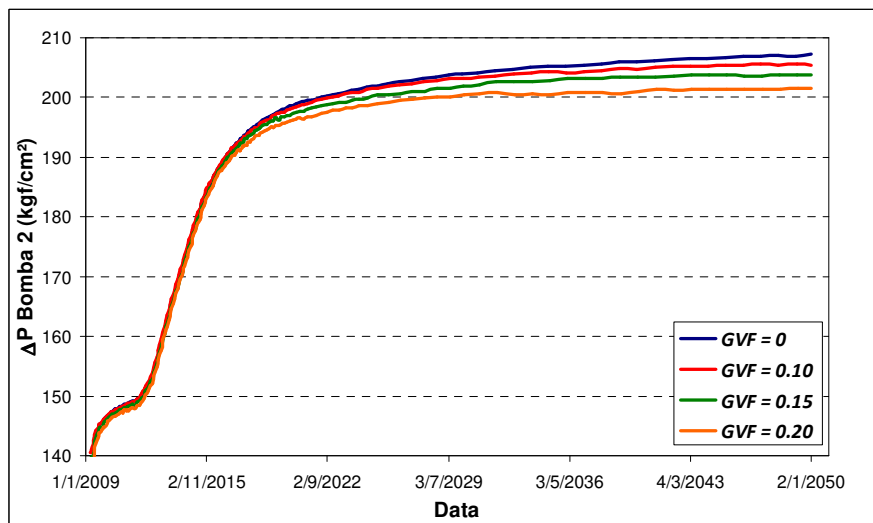


Figura 6.44. Influência do GVF no Δp da bomba hipotética – PROD-2.

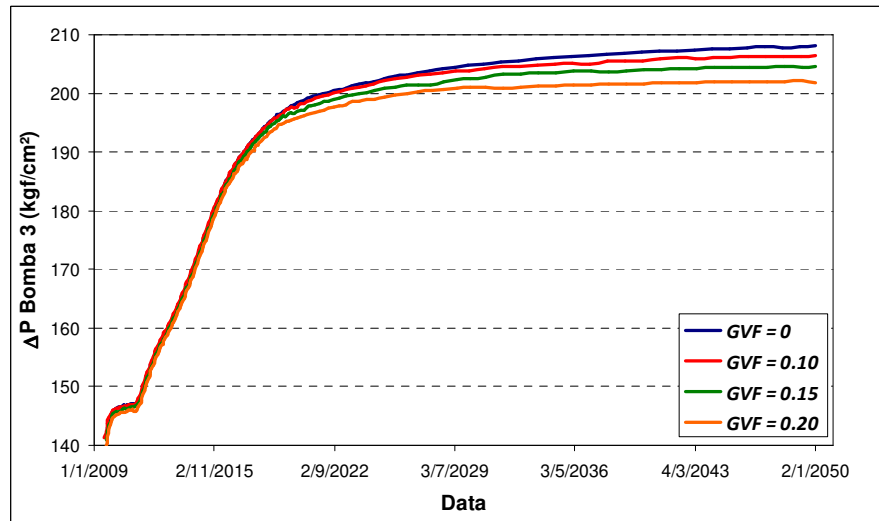
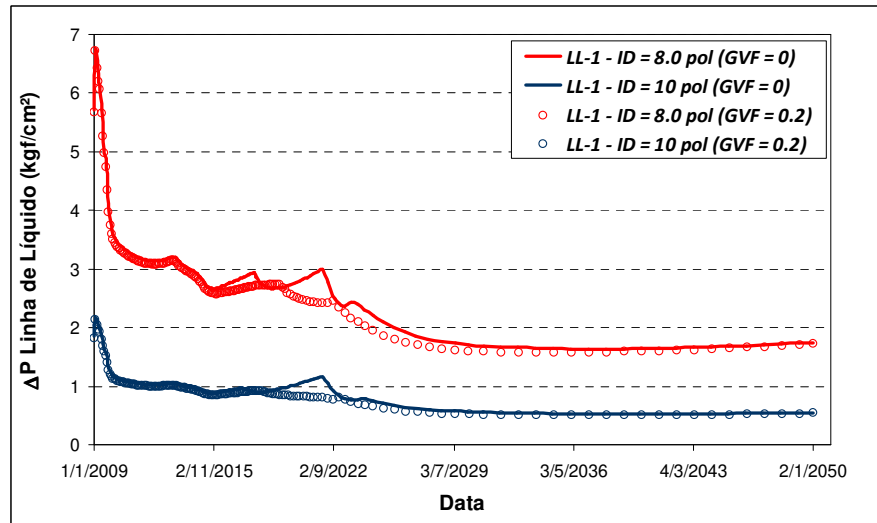
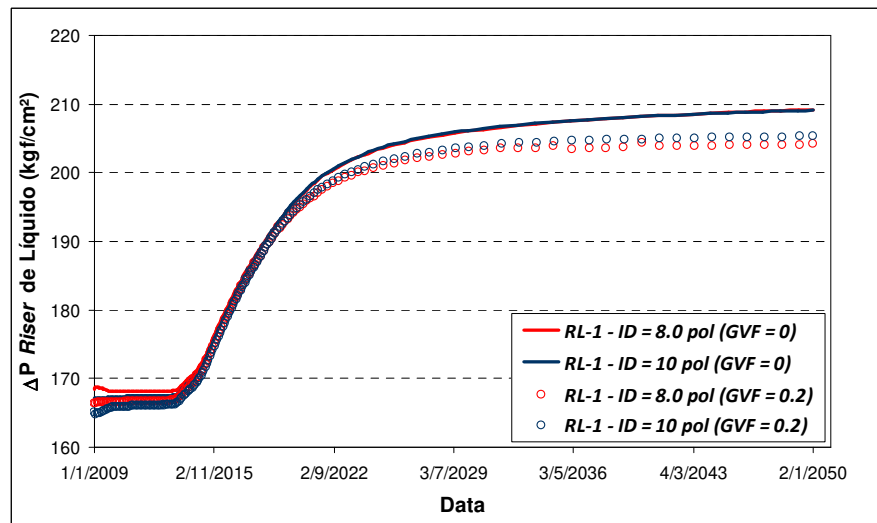


Figura 6.45. Influência do GVF no Δp da bomba hipotética – PROD-3.

A Figura 6.46a ilustra a perda de carga no trecho horizontal (LL – Linha de Líquido) e a Figura 6.46b a perda de carga no trecho vertical (RL – *Riser* de Líquido) para os diâmetros de 8 e 10 polegadas e GVF igual a 0 e 0.2 para o poço PROD-1. Observa-se que o aumento do diâmetro impactou apenas o trecho horizontal e o aumento do GVF causou uma pequena redução na perda de carga do trecho vertical. Como a maior parte da perda de carga está concentrada no trecho vertical, a redução da perda de carga no trecho horizontal foi pequena (menor do que 2 kgf/cm²) e, portanto, insuficiente para honrar a restrição de máximo Δp .



(a) Δp do trecho horizontal (LL) para GVF = 0 e poço PROD-1



(b) Δp do trecho vertical (RL) para GVF = 0.2 e poço PROD-1

Figura 6.46. Δp do trecho horizontal e vertical para o poço PROD-1

Uma opção não desejada para honrar a restrição tecnológica seria a redução da vazão. No entanto, para o problema em questão, isso resultaria no fechamento do poço, opção indesejável. A Tabela 6.8 resume o Δp do trecho vertical referente à componente de gravidade e fricção da equação de perda de carga para o poço PROD-1, diâmetro interno igual a 10 polegadas e GVF igual a 0 em quatro períodos diferentes durante o tempo de simulação. A Tabela 6.9 resume o Δp para o mesmo caso, só que para um valor de GVF igual a 0.2. Pode-se observar que nos dois casos, a contribuição maior da perda de carga total é proveniente do termo da gravidade e que a

redução da vazão diminuiu o Δp da componente de fricção, enquanto aumentou o Δp da gravidade, devido, principalmente, ao aumento do BSW e, portanto, da massa específica do fluido. Como a componente de gravidade é função da massa específica do fluido, reduzir a vazão de produção do poço não vai permitir honrar a restrição.

Tabela 6.8. Δp do trecho vertical separado nos termos de gravidade e fricção para o poço PROD-1 e GVF igual a zero.

Data	Vazão de Líquido (m^3/d)	BSW (%)	Δp Gravidade (kgf/cm^2)	Δp Fricção (kgf/cm^2)
10/01/2012	2176.3	0.42	167.08	0.41
01/08/2018	1654	48.59	189.00	0.36
08/01/2028	1462.5	83.17	205.03	0.24
08/07/2046	1552.4	92.68	208.58	0.22

Tabela 6.9. Δp do trecho vertical separado nos termos de gravidade e fricção para o poço PROD-1 e GVF igual a 0.2.

Data	Vazão de Líquido (m^3/d)	BSW (%)	Δp Gravidade (kgf/cm^2)	Δp Fricção (kgf/cm^2)
10/01/2012	2178	0.42	165.67	0.39
01/08/2018	1652.8	48.63	187.82	0.36
08/01/2028	1460.5	83.18	202.72	0.22
08/07/2046	1548.5	92.67	204.93	0.222

Visto que reduzir a vazão de produção não é a melhor solução para honrar a restrição de máximo Δp da bomba hipotética, duas outras possibilidades podem ser investigadas: (1) aumentar o GVF máximo tolerável pela bomba e (2) remover a água no leito submarino. Para determinar o GVF e a vazão de água removida no leito submarino necessária para honrar a restrição de máximo Δp , duas lógicas operacionais foram implementadas dentro do RESOLVE. Os resultados estão ilustrados na Figura 6.47, Figura 6.48 e Figura 6.49 para a Configuração 1 e diâmetro interno de 8 polegadas.

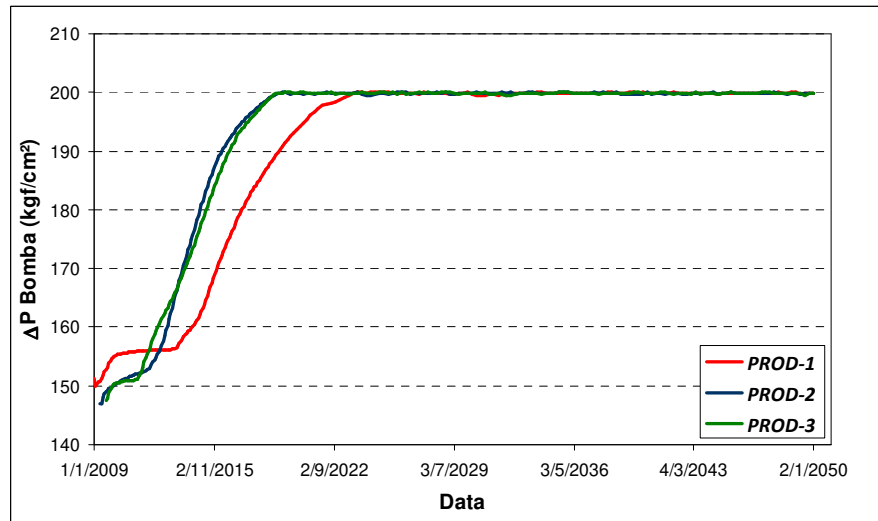


Figura 6.47. Δp da bomba hipotética de cada poço honrando a restrição.

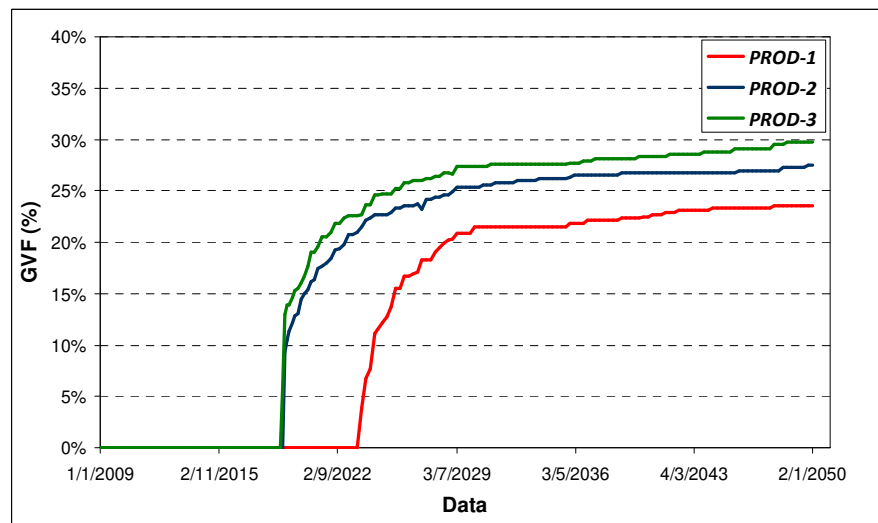


Figura 6.48. GVF necessário calculado para honrar a restrição.

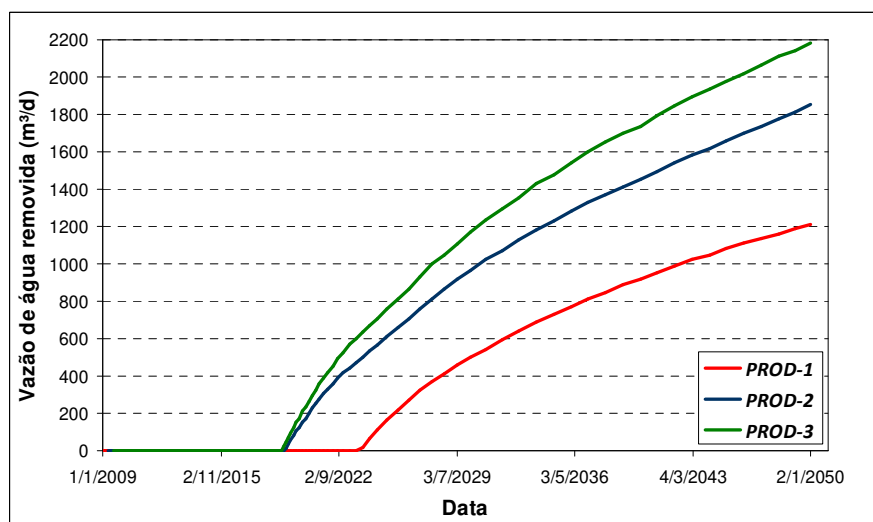


Figura 6.49. Volume de água produzida descartada no leito submarino para honrar a restrição.

Observa-se que para o caso simulado, o máximo GVF necessário foi de 30% para o poço PROD-3. Além disso, todos os três poços necessitaram de GVF superior ao normalmente projetado para bombas híbridas. Isso indica que para viabilizar a produção desse campo, caso essa solução seja adotada, é necessário desenvolver bombas híbridas capazes de gerar Δp da ordem de 200 kgf/cm^2 e com tolerância máxima de GVF igual a 30%.

No caso da opção de remover parte da água produzida no leito submarino (Figura 6.49), observa-se que a vazão tende a aumentar com o tempo, visto que a produção de água aumenta e a produção de óleo diminui. Essa opção mostra a necessidade de combinar a tecnologia SSGL com outra tecnologia de processamento submarino: reinjeção da água produzida no reservatório (visando o descarte ou a manutenção da pressão) ou até mesmo o descarte da água produzida no leito submarino.

Ao longo desse trabalho, foi mostrado que a tecnologia SSGL é capaz de antecipar a produção de óleo, principalmente durante o início da vida produtiva do campo. No entanto, essa tecnologia também apresenta alguns pontos negativos que devem ser bem analisados. As Seções 6.3.4 e 6.3.6 mostraram que para superar alguns desses pontos, maximizando a produção de óleo para uma estratégia de produção definida, é necessário combinar a tecnologia SSGL com outras.

7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS

Esse trabalho foi motivado pelos desafios de desenvolvimento das recentes descobertas ocorridas na costa brasileira nos últimos anos. As tecnologias de processamento submarino estão sendo bastante estudadas para viabilizar a produção desses novos campos. No entanto, para melhor valorá-las, a Modelagem Integrada da Produção se torna uma abordagem importante, conforme relatado por Jansa e Dessenberger (2010). Na Seção 7.1, serão apresentadas as principais conclusões obtidas nesse trabalho e na Seção 7.2 algumas sugestões para a sua continuação.

7.1 Conclusões

As principais conclusões desse trabalho estão listadas a seguir.

- O Estudo de Caso 1 demonstrou, através de um exemplo simples, a limitação dos principais simuladores de reservatório no que se refere à simulação de tecnologias de processamento submarino. Dependendo das condições operacionais, o simulador de reservatório foi capaz de obter a mesma curva de produção que um modelo integrado (Cenário 1.1). No entanto, por não contabilizar todo o efeito resultante do sistema de produção, ele superestimou a curva de produção do Cenário 1.3, o que pode acontecer em outros casos, justificando a necessidade do uso da simulação integrada em situações mais complexas e gerais;
- A primeira comparação entre as tecnologias ocorreu num modelo de reservatório homogêneo. Foi possível observar que a tecnologia SSGL se mostrou vantajosa durante o início da vida produtiva do campo, quando ela foi capaz de antecipar a produção de óleo. Nesse momento, a produção de água dos poços ainda era baixa. À medida que a produção de água aumentou e a pressão do reservatório diminuiu, a curva de produção de óleo igualou à obtida pela tecnologia GLC ou foi inferior, justificando a necessidade da modelagem integrada para se modelar o sistema dinamicamente e sob diferentes condições ao longo do tempo;

- A maneira como o sistema de produção do SSGL foi modelado permite obter como resposta do incremento de pressão da bomba hipotética e uma estimativa da potência durante todo o período de simulação, informações importantes para auxiliar os engenheiros durante a especificação desse equipamento e para avaliar se alguma restrição está alcançada;
- A limitação da vazão de injeção de água mostrou que uma má manutenção da pressão do reservatório causou um impacto pior na tecnologia SSGL do que na GLC. Isso ocorreu em função da redução da contrapressão no SSGL, possibilitando incrementar a queda de pressão do poço e, portanto, manter vazões maiores por um período de tempo maior. Consequentemente, a pressão do reservatório diminuiu significativamente, e como a estratégia de injeção de água não foi planejada para mantê-la em valores acima da pressão de saturação, situações como o fechamento do poço ocorreram, impactando gravemente na produção total;
- Um comportamento semelhante nas curvas de produção de óleo e líquido obtido durante o Estudo de Caso 2 foi observado também num modelo de reservatório heterogêneo. No entanto, devido à heterogeneidade do reservatório, foi necessário realocar os poços injetores para locais mais próximos dos poços produtores. Inicialmente, observou-se uma capacidade de produção do SSGL muito superior ao GLC, resultando em vazões incrementais superiores a 1000 m³/d. Ao aumentar o diâmetro da linha de produção multifásica do sistema GLC de 8 para 10 polegadas, a vazão incremental e, consequentemente, o volume incremental foi reduzido. Mesmo assim, a tecnologia SSGL foi mais vantajosa. Esse resultado mostrou que é possível reduzir custos relacionados às tubulações quando a tecnologia SSGL é utilizada. Essa análise não levou em considerações questões relacionadas à garantia de escoamento e isolamento térmico;
- A Configuração 1, que teve o menor volume incremental de produção, foi a que apresentou o maior fator de recuperação, apesar da diferença não ter sido muito grande. Essa é uma questão importante a ser analisada, pois incrementar muito a produção pode ter um impacto negativo no fator de recuperação. Portanto, deve haver um balanço entre o incremento de produção e o fator de recuperação;

- As Configurações 2 e 3 apresentaram volumes incrementais de óleo maiores do que a Configuração 1. Comparando-se a produção por poço, observou-se que os poços PROD-2 e PROD-3 para essas duas configurações, apesar do aumento de produção também no GLC, tiveram um aumento na vazão incremental, indicando a possibilidade de reduzir o número de poços produtores na tecnologia SSGL;
- A combinação das tecnologias SSGL e GLC mostrou que é possível incrementar a produção de óleo de um campo quando o mesmo se encontra numa fase madura;
- Para as configurações utilizadas e para o modelo de reservatório estudado, foi necessário aumentar o diâmetro da coluna de produção do poço e da linha de produção multifásica do GLC para igualar a produção de óleo obtida pelo SSGL, mostrando também que o SSGL é capaz de reduzir custos referentes ao poço;
- Além da capacidade de simular sistemas de produção mais complexos, a MIP também é capaz de simular restrições que não são possíveis de serem consideradas em um simulador de reservatórios. Nesse trabalho, para exemplificar, foi considerada uma restrição tecnológica de máximo incremento de pressão de 200 kgf/cm² da bomba hipotética e duas alternativas para manter a produção no potencial: aumentar o GVF da bomba ou remover parte da água produzida no leito submarino. Isso é importante, pois, em algumas situações, é necessário o desenvolvimento tecnológico;

7.2 Sugestões

Algumas sugestões para a continuidade desse estudo estão listadas as seguir.

- Realizar uma avaliação econômica para verificar se o incremento da produção é capaz de antecipar a receita sem impactar negativamente no VPL do projeto;
- Realizar uma análise comparativa utilizando-se poços horizontais e direcionais e o uso de *manifolds* submarinos de produção;
- Valorar a tecnologia SSGL numa aplicação real;
- Realizar uma comparação probabilística, incluindo incertezas geológicas e tecnológicas.

- Analisar o Fator de Recuperação considerando-se um critério de abandono.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-SHAALAN, T.M., DOGRU, A.H., FUNG, L.S., **Coupling the Reservoir Simulator POWER with the Surface Facilities' Network Simulator PIPESOFT**. Saudi Aramco Journal of Technology, Fall, 2002.

AMUDO, C., WALTERS, M.S., O'REILLY, D.I., CLOUGH, M.D., BEINKE, J.P., SAWIRIS, R.S.T. **Best Practice and Lessons Learned in the Construction and Maintenance of a Complex Gas Asset Integrated Production Model (IPM)**. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, SPE 146968, Jakarta, Indonesia, 20 – 22 setembro, 2011.

AVOCET, **Avocet Integrated Asset Modeler – Guide to Network Coupling**, Schlumberger, 2008

BARBER, A., SHIPPEN, M.E., BARUA, S., VELÁZQUEZ, J.C., HERNÁNDEZ, A.M.G., KLUMOEN, H.E., MOITRA, S.K., MORALES, F.L., RAPHAEL, S., SAUVÉ, B., SAGLI, J.R., WEBER, M., **Optimizing Production from Reservoir to Process Plant**. Oilfield Review. Winter 2007/2008. p. 18 – 29

BEGGS, H.D. **Production Optimization Using NODALTM Analysis**. OGCi and Petroskills Publications, Tulsa, Oklahoma, EUA. 2003. 411 páginas

BELIAKOVA, N., VAN BERKEL, J.T., KULAWSKI, G.J., SCHULTE, A.M., WEISENBORN, A.J., **Hydrocarbon Field Planning Tool for Medium to Long Term Production Forecasting From Oil and Gas Fields Using Integrated Subsurface – Surface Models**. SPE European Petroleum Conference, SPE 65160, Paris, França, Outubro, 2000.

BON, L., Pazflor, **A World Technology First in Deep Offshore Development**. SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, SPE 123787, Aberdeen, Escócia, Setembro, 2009.

BREAUX, E.J., MONROE, S.A., BLANK, L.S., YARBERRY Jr., D.W., AL-UMRAN, S.A., **Application of a Reservoir Simulator Interfaced With a Surface Facility Network: A Case History**. Society of Petroleum Engineers Journal, pp. 397 – 404, SPE 11479, Junho, 1985.

COATS, B.K., FLEMING, G.C., WATTS, J.W., RAMÉ, M., **A Generalized Wellbore and Surface Facility Model, Fully Coupled to a Reservoir Simulator**. SPE Reservoir Simulation Symposium, SPE 79704, Houston, Texas, EUA, Fevereiro, 2003.

COTRIM, H. A., **Simulação de Múltiplos Reservatórios em Cenário com Restrição de Superfície Utilizando a Modelagem Integrada da Produção**. Campinas, 2012. 129pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP.

CRAMER, R., MEHROTRA, S., GOH, KC., STOEVEER, M., BERENDSCHOT, L. **Upstream/Downstream Real Time Surveillance and Optimization Systems: Two Sides of the Same Coin, or Never the Twain Shall Meet**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition , SPE 157661, San Antonio, Texas, EUA, Outubro, 2012.

DAIGLE, T.P., HANTZ, S.N., PHILLIPS, B., JANJUA, R., **Treating and Released Produced Water at the Ultra Deepwater Seabed**. Offshore Technology Conference, OTC 23622, Houston, Texas, EUA, Maio, 2012.

DAVIES, S., BAKKE, W., RAMBERG, R.M., JENSEN, R.O., **Experience to Date and Future Opportunities for Subsea Processing in Statoil**. Offshore Technology Conference, OTC 20619, Houston, Texas, EUA, Maio, 2010.

DEMPSEY, J.R.; PATTERSON, J.K.; COATS, K.H.; BRILL, J.P., **An Efficient Model for Evaluating Gas Field Gathering System Design**. Journal of Petroleum Technology, pp. 1067 – 1073, SPE 3161, Setembro, 1971.

DEUTMAN, R.; RIJEN, M.V., **A Case Study of Integrated Gas Field System Modelling in the North Sea Environment**. SPE Offshore Europe Conference, SPE 38556, Aberdeen, Escócia, Setembro, 1997.

DI SILVESTRO, R., STEPHANIE A., SADIA, S., NICOLAS, B., XAVIER, R., KATHLEEN, D.M., **A Novel Gas/Liquid Separator to Enhance Production of Deepwater Marginal Fields**. Offshore Technology Conference, OTC 21394, Houston, Texas, EUA, Maio, 2011.

DO VALE, O.R., GARCIA, J.E., VILLA, M., **VASPS Installation and Operation at Campos Basin**. Offshore Technology Conference, OTC 14003, Houston, Texas, EUA, Maio, 2002.

EMANUEL, A.S.; RANNEY, J.C., **Studies of Offshore Reservoir with an Interfaced Reservoir/Piping Network Simulator**. Journal of Petroleum Technology, pp. 399 – 405, SPE 8331, Março, 1981.

EUPHEMIO, M.L.L., CASSIO, K., FIGUEIREDO, M.W., **Subsea Processing and Boosting – Building Blocks for Scenarios**. Offshore Technology Conference, OTC 20186, Houston, Texas, EUA, Maio, 2009.

FANTOFT, R., AKDIM, R., MIKKELSEN, R., ABDALLA, T., WESTRA, R., DE HASS, E., **Revolutionizing Offshore Production by InLine Separation Technology**. SPE Annual and Technical Conference and Exhibition, SPE 135492, Florença, Itália, Setembro, 2010.

GHORAYEB, K., HOLMES, J., TORRENS, R., GREWAL B., **A General Purpose Controller for Coupling Multiple Reservoir Simulations and Surface Facilities Networks**. SPE Reservoir Simulation Symposium, SPE 79702, Houston, Texas, EUA, Fevereiro, 2003.

GILYARD, D., BROOKBANK, E.B. **The Development of Subsea Boosting Capabilities for Deepwater Perdido and BC-10 Assets**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 134393, Florença, Itália, Setembro, 2010.

GRUEHAGEN, H., LIM, D., **Subsea Separation and Boosting – An Overview of Ongoing Projects**. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, SPE 123159, Jacarta, Indonésia, Agosto, 2009.

GUYAGULER, B., ZAPATA, V.J., CAO, H., STAMATI, H.F., HOLMES, J.A. **Near-Well Subdomain Simulations for Accurate Inflow Performance Relationship Calculations to Improve Stability of Reservoir-Network Coupling**. SPE Reservoir Simulation Symposium, SPE 141207, The Woodlands, Texas, EUA, Fevereiro, 2011.

HANNISDAL, A., WESTRA, R., AKDIM, M.R., BYMASTER, A., GRAVE, E., TENG., D., **Compact Separation Technologies and Their Applicability for Subsea Field Development in Deep Water**. Offshore Technology Conference, OTC 23223, Houston, Texas, EUA, Maio, 2012.

HAYDER, E., DAHAN, M., DOSSARY, M., **Production Optimization Through Coupled Facility/Reservoir Simulation**. SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, SPE 100027, Amsterdã, Holanda, Abril, 2006.

HEPGULER, G., BARUA, S. BARD, W., **Integration of a Field Surface and Production Network with a Reservoir Simulator**. SPE Computer Applications, pp. 88 – 93, SPE 38937, Junho, 1997.

HOHENDORFF FILHO, J. C. V., **Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatórios e Sistema de Produção**. Campinas, 2012. 165pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

HOOI, H.R., LORRAINE, G., COOK, R., CHOI, J., **The Integrated Approach to the Optimization of a Mature Gas Field**. SPE Gas Technology Symposium, SPE 26144, Calgary, Alberta, Canadá, Junho, 1993.

JANSA, B., DESSENBERGER, R., **MMS – Enhanced Recovery Study**. Relatório disponível em <http://www.boemre.gov/tarprojects/665/AA.pdf>. Acesso em abril de 2012.

KRISTIANSEN, O. Compact, **Inline Separation Technology – What and Why?** Apresentação disponível em <http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/undervisning/prosessering/gjester/LysarkKristiansen2012.pdf> (acesso em 29 de janeiro de 2013)

LITVAK, M.L., DARLOW, B.L., **Surface Network and Well Tubinghead Pressure Constraints in Compositional Simulation**. 13th SPE Symposium on Reservoir Simulation, SPE 29125, San Antonio, Texas, EUA, Fevereiro, 1995.

LITVAK, M.L., WANG, C.H., **Integrated Reservoir and Surface Pipeline Network Compositional Simulations**. SPE International Conference and Exhibition, SPE 48859, Pequim, China, Novembro, 1998.

LYONS, S.L., CHAN, H-M., HARPER, J.L., BOYETT, B.A., DOWSON, P.R., BETTÉ, S., **Integrated Management of Multiple-Reservoir Field Development**. Journal of Petroleum Technology, pp. 1075 – 1081, SPE 29279, Dezembro, 1995.

MAGI, S., GASSERT, M., RUSSO, G., ARGENTO, F., MARGARONE, M., CITI, G., **Subsea Gas-Liquid Separation: Case Studies and Technology Benefits**. Offshore Technology Conference, OTC 23478, Houston, Texas, EUA, Maio, 2012.

MOHAMED, D.A., STEFFENSEN, R., **An Efficient Reservoir-Coupled Gas Gathering System Simulator**. SPE 54th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, SPE 8333, Las Vegas, Nevada, EUA, Setembro, 1979.

ORLOWSKI, R.T.C, EUPHEMIO, M.L.LL, CASTRO, F.G., ANDRADE, C.A., GUEDES, F.M.F., DA SILVA, L.C.T., PESTANA, R.G., CERQUEIRA, G.C., LOURENÇO, I., PIVARI, A., WITKA, A., FOLHADELLA, H., PACHECO, L., KRONEMBERGER, S., VILELA, J., **Marlim 3 Phase Subsea Separation System – Challenges and Solutions for the Subsea Separator Station to Cope with Process Requirements.** Offshore Technology Conference, OTC 23552, Houston, Texas, EUA, Maio, 2012.

GAP, **GAP User Manual – Versão 9**, 2012

RESOLVE, **Resolve User Manual – Versão 5**, 2012

ROTONDI, M., COMINELLI, A., DI GIORGIO, C., ROSSI, R., VIGNATI, E., CARATI, B., **The Benefits of Integrated Asset Modeling: Lesson Learned from Field Cases.** SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition, SPE 113831, Roma, Itália, 2008

SALIES, J.B. **New Technologies for Field Development in 3000 Meters of Water Depth.** Apresentado no 18th World Petroleum Congress, Joanesburgo, África do Sul, 25 – 29 de Setembro, 2005.

STEVENSON, A.E., WANORUE, E.P., OKORO, E.C., OZEN, O. **Lessons Learned from Building a Large Integrated Production Model for Offshore Assets in Nigeria.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 159918, San Antonio, Texas, EUA, 8 – 10 Outubro, 2012.

TINGAS, J., FRIMPONG, R., LIOU, J., **Integrated Reservoir and Surface Network Simulation in Reservoir Management of Southern North Sea Gas Reservoirs.** SPE European Petroleum Conference, SPE 50635, Haia, Holanda, Outubro, 1998.

TRICK, M.D., **A Different Approach to Coupling a Reservoir Simulator with a Surface Facilities Model.** SPE Gas Technology Symposium, SPE 40001, Calgary, Canadá, Março, 1998.

TRICK, M.D., AGARWAL, R., AMMER, J.R., MERCER, J.C., HARRIS, R.P., **Gas Field Deliverability Forecasting: A Coupled Reservoir Simulator and Surface Facilities Model.** 45th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Calgary, Alberta, Canadá, Junho, 1994.

VU, V.K., FANTOFT, R., SHAW, C., GRUEHAGEN, H., **Comparison of Subsea Separation Systems.** Offshore Technology Conference, OTC 20080, Houston, Texas, EUA, Maio, 2009.

WIENCKE, M. **The Partnership Between Solution Providers and Oil Companies.** Offshore Technology Conference, OTC 18576, Houston, Texas, EUA, Maio, 2007.

ZAPATA, V.J., BRUMMETT, W.M., OSBORNE, M.E., VAN NISPEN, D.J., **Advances in Tightly Coupled Reservoir/Wellbore/Surface – Network Simulation.** SPE Reservoir Evaluation & Engineering, pp. 114 – 120, SPE 71120, Abril, 2001.

APÊNDICE

I. Algoritmo implementado no *Inline Element* no GAP

Apesar de o GAP permitir seleccionar diversos sistemas de unidades (*e.g.* SI e Americano), o *Inline General* só disponibiliza os valores das propriedades no sistema de unidades Americano. Portanto, o algoritmo implementado contém algumas equações para conversão de unidades e para o cálculo do Δp e estimativa da potência da bomba.

// Script file for GAP programmable elements

CALCPVTOIL();

CALCPVTGAS();

CALCPVTWAT();

// Funções internas do GAP que devem ser chamadas para obter informações das propriedades das fases óleo, gás e água (B_o , B_g e B_w)

QOILPT = PVTOILFVF * QOILIN;

// QOILPT na condição @ p e T da sucção da bomba (bbl/d)

QGASPT = PVTGASFVF * QGASIN * 178108;

// QGASPT (RB/D); 178108 é o fator de conversão de MMscf para bbl

QWATPT = PVTWATFVF * QWATIN;

// QWATPT na condição @ p e T da sucção da bomba (bbl/d)

SEPGAS[QGAS] = GVF2 * (QOILPT + QWATPT) / (1 - GVF2) * 1 / (178108 * PVTGASFVF);

```

// Definição da vazão de gás que irá para a linha de líquido, condição padrão, em MMscf
QGASOUT = QGASIN - SEPGAS[QGAS];

SEPOIL[QOIL] = QOILIN;

QOILOUT = 0;

SEPWAT[QWAT] = QWATIN*FWINJ2;

QWATOUT = 0;

QGASPTLIQ = GVF2 * (QOILPT + QWATPT)/(1 - GVF2);

// Vazão de gás que irá para a linha de líquido, condição @ p e T (sucção da bomba)
OTHERRES[0] = (MOD.JOINT[{JUS-2}].FLOW.PRES - MOD.JOINT[{MON-
2}].FLOW.PRES)/14.22;

//OTHERRES[0] =  $\Delta p$  da bomba, convertido de psig para kgf/cm²

QTOTAL = QGASPTLIQ + QOILPT + QWATPT;

// Soma das vazões de líquido e gás

OTHERRES[1] = QTOTAL * OTHERRES[0] * 0.180455 / 1e6;

// Cálculo da Potência da Bomba em MW

OTHERRES[2] = QWATIN*(1-FWINJ2)*0.158987;

// Vazão de água removida no leito submarino em bbl/d

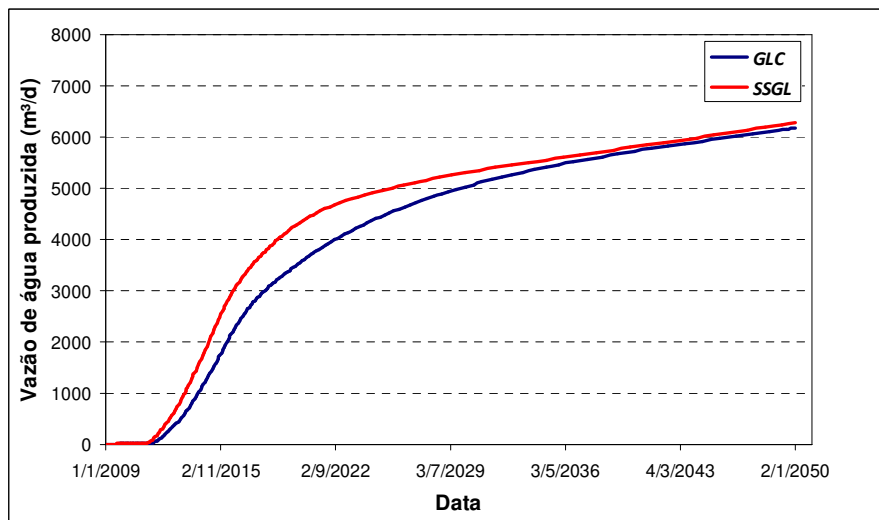
OTHERRES[3] = SEPGAS[QGAS]*28.17319;

// Vazão de gás, em 1000m³/d, que irá para a linha de líquido

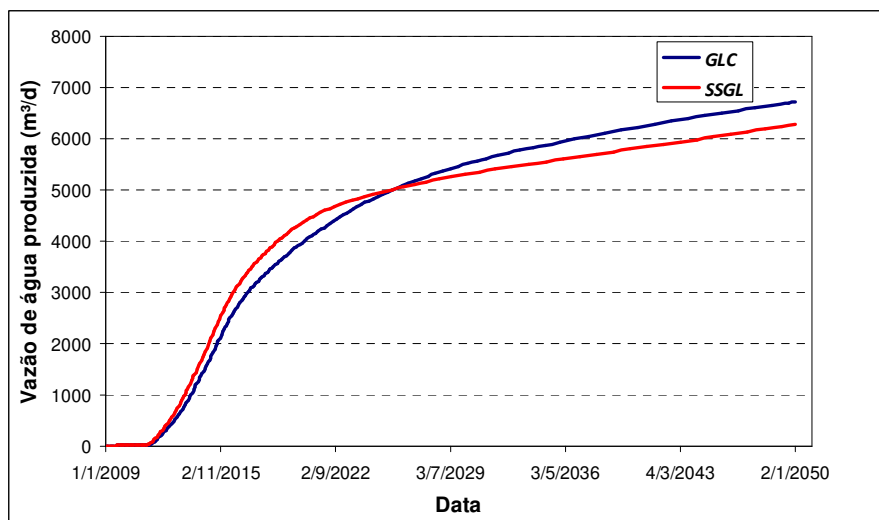
```

OTHERRES[] é uma variável criada pelo usuário e que será disponibilizada no resultado.

II. Figuras adicionais para o Estudo de Caso 3

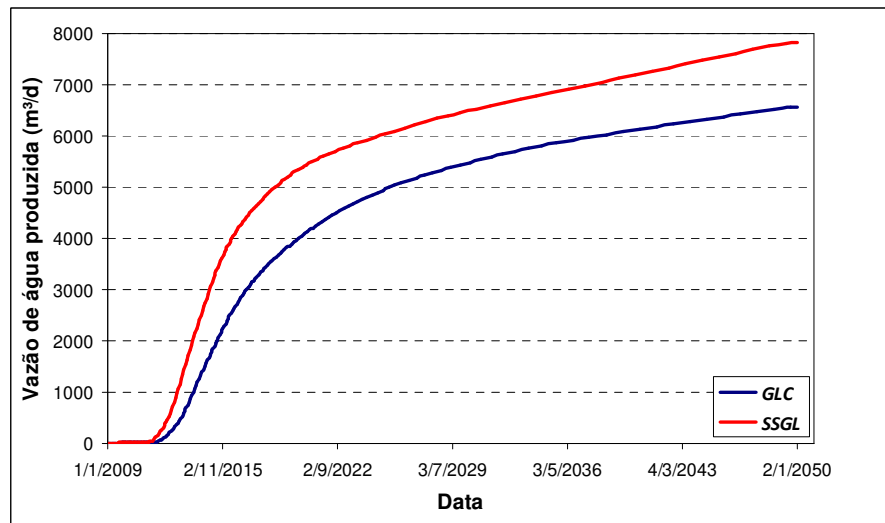


(a) GLC – diâmetro da linha multifásica igual a 8 polegadas

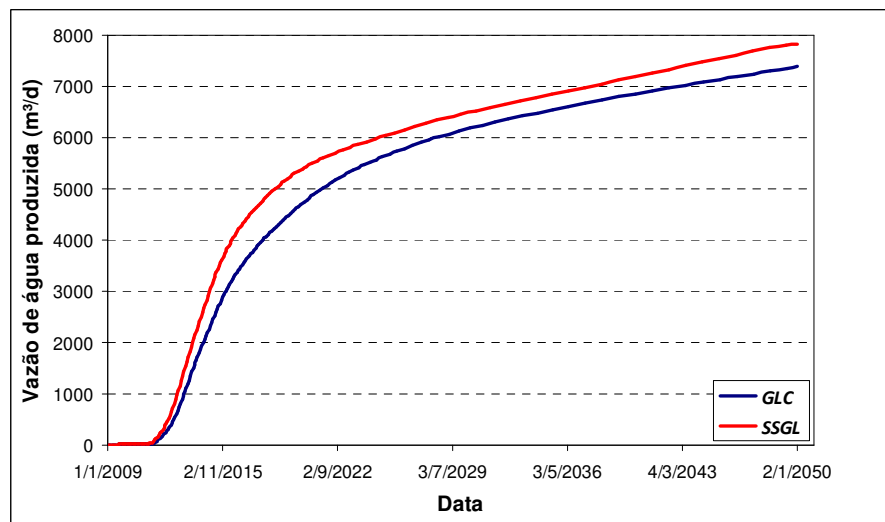


(b) GLC – diâmetro da linha multifásica igual a 10 polegadas

Figura II.1. Volume de água produzida no Estudo de Caso 3 para a Configuração 1.

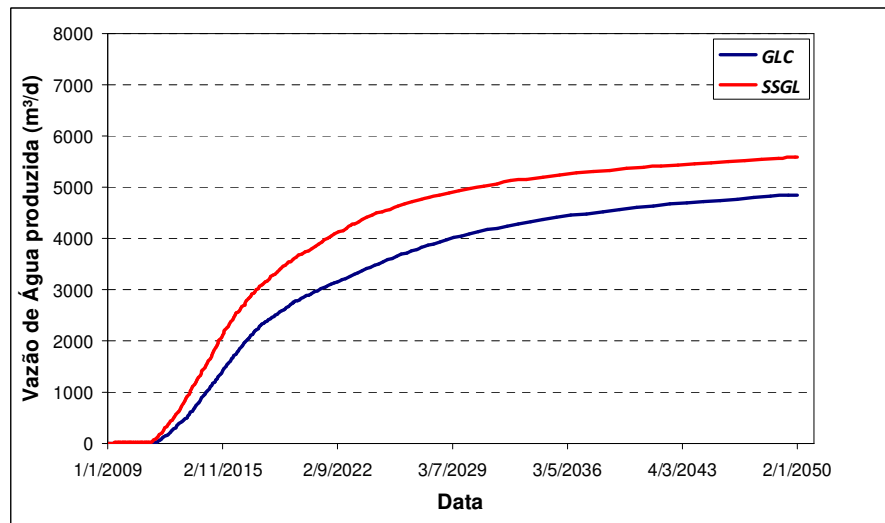


(a) GLC – diâmetro da linha multifásica igual a 8 polegadas

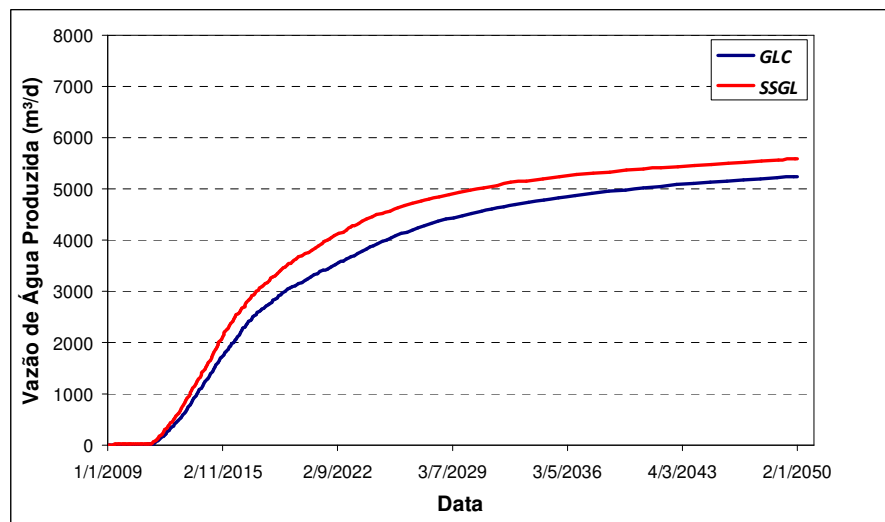


(b) GLC – diâmetro da linha multifásica igual a 10 polegadas

Figura II.2. Volume de água produzida no Estudo de Caso 3 para a Configuração 2.



(a) GLC – diâmetro da linha multifásica igual a 8 polegadas



(b) GLC – diâmetro da linha multifásica igual a 10 polegadas

Figura II.3. Volume de água produzida no Estudo de Caso 3 para a Configuração 3.

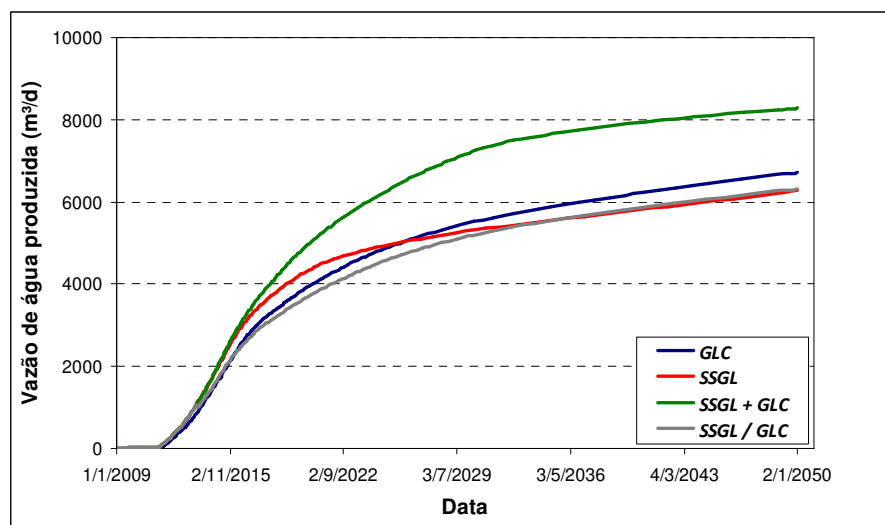
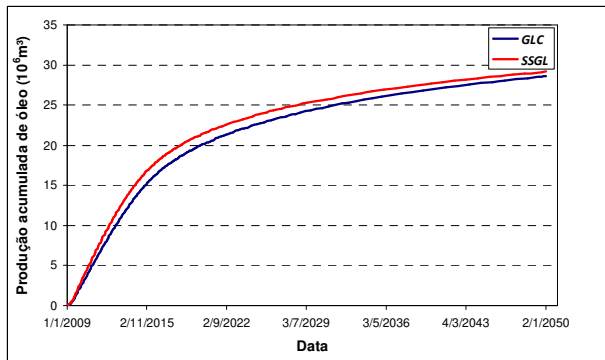
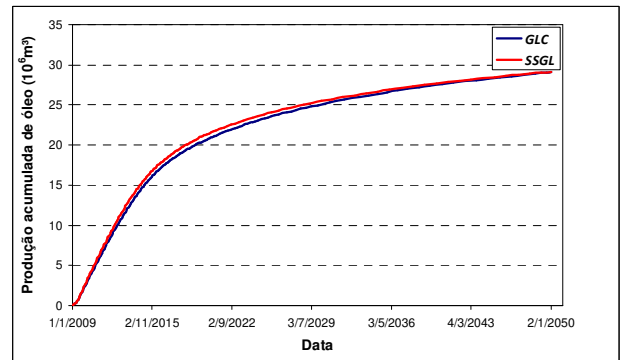


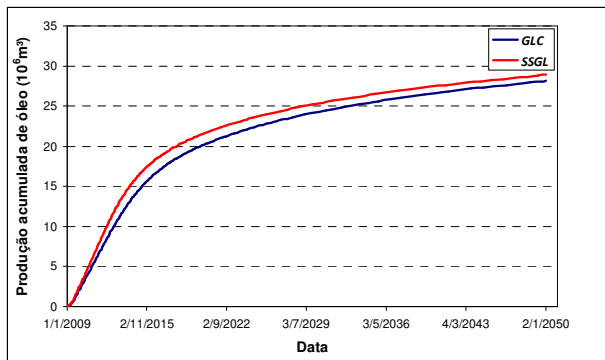
Figura II.4. Volume de água produzida para as quatro alternativas de produção estudadas na Configuração 1.



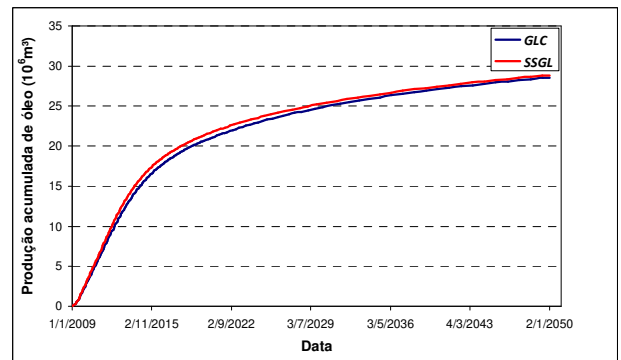
(a) GLC com diâmetro da linha multifásica igual a 8 polegadas – Configuração 1



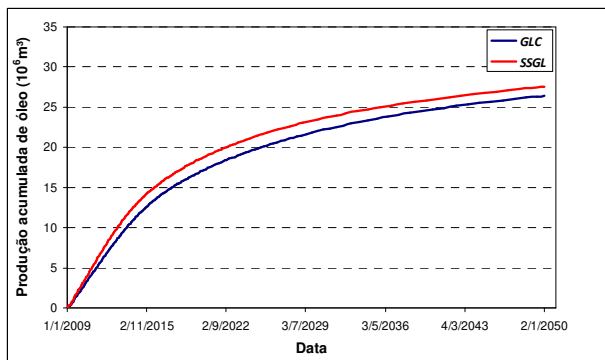
(b) GLC com diâmetro da linha multifásica igual a 10 polegadas – Configuração 1



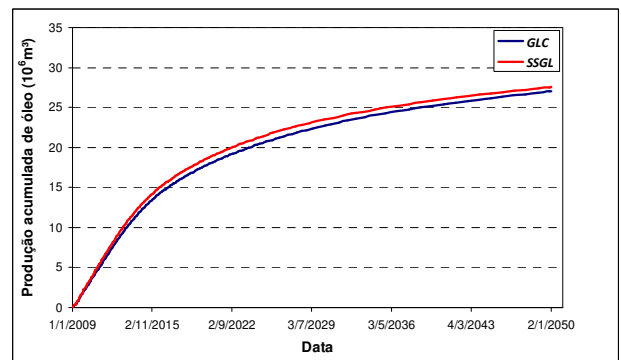
(c) GLC com diâmetro da linha multifásica igual a 8 polegadas – Configuração 2



(d) GLC com diâmetro da linha multifásica igual a 10 polegadas – Configuração 2



(e) GLC com diâmetro da linha multifásica igual a 8 polegadas – Configuração 3



(f) GLC com diâmetro da linha multifásica igual a 10 polegadas – Configuração 3

Figura II.5. Volume de água produzida para as quatro alternativas de produção estudadas na Configuração 1.