COPPE UFRJ
Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia

ANÁLISE DO POSICIONAMENTO DE *MANIFOLD* CONSIDERANDO A VARIAÇÃO DE PARÂMETROS DE ESCOAMENTO AO LONGO DO TEMPO

Luiza de Mesquita Ortiz

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

Orientador: Breno Pinheiro Jacob
Juliana Souza Baioco

Rio de Janeiro
Setembro de 2018

ANÁLISE DO POSICIONAMENTO DE *MANIFOLD* CONSIDERANDO A VARIAÇÃO DE PARÂMETROS DE ESCOAMENTO AO LONGO DO TEMPO

Luiza de Mesquita Ortiz

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

Examinada por:

_____
Prof. Breno Pinheiro Jacob, D.Sc.

_____
Prof. Juliana Souza Baioco, D.Sc.

_____
Prof. Carl Horst Albrecht, D.Sc.

_____
Prof. Severino Fonseca da Silva Neto, D.Sc.

_____
Dr. Max de Castro Rodrigues, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
SETEMBRO DE 2018

Ortiz, Luiza de Mesquita

Análise do Posicionamento de *Manifold* Considerando a Variação de Parâmetros de Escoamento ao Longo do Tempo/ Luiza de Mesquita Ortiz. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XXIX, 224 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Breno Pinheiro Jacob

Juliana Souza Baioco

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 214-220.

1. Posicionamento de Manifold Submarino. 2. Maximização da Produção. 3. Variação da Produção no Tempo. I. Jacob, Breno Pinheiro *et al.*. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

A minha família e todos que me apoiaram nessa jornada.

AGRADECIMENTOS

"A verdadeira missão de uma pessoa é subir no topo da montanha que está a sua frente, qualquer que seja. Ao chegar no alto verá outros cumes que não esperava. Escolha um. Não importa qual. Suba novamente. No topo verá uma vista que nunca pensou em existir. Sempre há novos desafios e problemas. O propósito da vida não é ter uma lista de montanhas que escalou. É tornar-se um excelente alpista, pois será capaz de escalar todas as montanhas, mesmo as que não escolher." (Daisaku Ikeda)

Durante as diversas montanhas no processo de elaboração dessa dissertação sou extremamente grata primeiramente aos meus pais, Mario Julio e Vera, a minha avó Maria José, minha irmã Julia e seu namorado, Vinícius por todo carinho, suporte, muitas horas gastas em formatação e motivação, que me auxiliaram muito, principalmente na fase mais crítica, e me incentivaram a nunca desistir. Ao meu mestre Daisaku Ikeda por me ensinar que tudo só depende de mim e que através da minha força e determinação posso alcançar qualquer objetivo na minha vida.

Agradeço também ao laboratório LAMCSO e a CAPES/Cnpq por todo suporte desde a graduação até o mestrado tanto no aspecto de infraestrutura, como fornecimento de todo material de trabalho necessário, financeiro e teórico possibilitando que eu pudesse desempenhar com sucesso o desenvolvimento da dissertação. Aos meus orientadores Juliana Baioco e Breno Jacob pela proposição e desenvolvimento do tema tão importante para o estudo em engenharia submarina. Ao grande amigo e companheiro Daniel Coutinho, que por diversas vezes acompanhou o desenvolvimento do trabalho e forneceu suporte tanto na programação quanto motivacional. Aos professores Carl Albrecht e Severino Fonseca, que sempre acreditaram no meu trabalho com muito entusiasmo e carinho e foram de fundamental importância no meu desenvolvimento quanto pesquisadora.

Por fim, profunda gratidão a todos amigos do LAMCSO pelo suporte em diversos aspectos tanto emocional quanto a formatação da dissertação, em especial, a Aline Esperança e Raí Quintas, pela ajuda essencial nos ajustes finais e muito apoio psicológico, Kymie Saito, pelas maravilhosas tardes de conselhos, amizade e apoio mútuo na pesquisa, ao Ronnymaxwell e Maria Clara pelo suporte nos dados de entrada e passar sua experiência sobre análise de incerteza em escoamento multifásico e Philip Stape pelo desenvolvimento da formulação do escoamento em *manifolds*.

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

ANÁLISE DO POSICIONAMENTO DE *MANIFOLD* CONSIDERANDO A VARIAÇÃO DE PARÂMETROS DE ESCOAMENTO AO LONGO DO TEMPO

Luiza de Mesquita Ortiz
Setembro/2018

Orientadores: Breno Pinheiro Jacob
Juliana Souza Baioco

Programa: Engenharia Civil

Diante dos novos e crescentes desafios na exploração e produção submarina de petróleo como a exploração em lâminas d'água cada vez mais profundas, a retração do preço do barril de petróleo e forte concorrência com os Estados Unidos, empresas vêm estudando formas de aumentar a produção de óleo e diminuir custos em estruturas e instalações offshore. Existem diversas áreas onde a otimização pode ser feita tanto no estudo de reservatórios, como perfuração e engenharia submarina. Essa dissertação tem como objetivo, dentro da abordagem de engenharia de arranjo submarino, analisar o posicionamento de *manifolds* levando em conta o comportamento ao longo do tempo de quatro parâmetros de escoamento: razão gás-óleo (RGO), *basic sediments and water* (BSW), índice de produção (IP) e pressão estática do reservatório (P_e). O trabalho aponta o impacto da melhor localização do *manifold* considerando a máxima vazão em onze anos de produção e a comparação da produção acumulada para diversos pontos de busca e seus respectivos custo de *flowlines*. Desta forma, o resultado final visa identificar a relevância da mudança dos parâmetros de escoamento ao longo do tempo para a aplicação, em trabalhos futuros, de possíveis futuras técnicas de otimização no cálculo do posicionamento do *manifold* quanto à produção de óleo variando ao longo do tempo.

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

MANIFOLD POSITING ANALYSIS CONSIDERING FLOW PARAMETERS VARIATION THROUGH TIME

Luiza de Mesquita Ortiz
September/2018

Advisors: Breno Pinheiro Jacob
Juliana Souza Baioco

Department: Civil Engineering

In face of new and growing challenges in petroleum subsea exploration and production as explore deeper water depths, decrease of oil price and strong competitiveness with United States, companies have been studying ways to increase oil production and decrease costs in offshore structures and facilities. There are many disciplines which optimization can be applied such as reservoir, drilling and subsea engineering. This work aims to, within subsea engineering approach, analyze *manifold* positioning taking account four flow parameters behavior changing throughout time: Gas-oil ratio (GOR), *basic sediments and water* (BSW) and productivity index (PI) and static pressure (P_{static}). The work indicates the impact of best manifold positioning considering maximum flow rate for eleven years of production and cumulative production comparison for many searching points and their respective *flowline*. In this way, the final result attempt to identify the relevancy of flow parameters changing throughout time to apply possible future techniques optimization at *manifold* positioning calculation in terms of oil production changing throughout time.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO **1**

1.1 Contexto e Motivação **1**

1.2 Objetivo do Trabalho **6**

1.3 Metodologia **6**

1.4 Revisão Bibliográfica **8**

1.5 Organização do Texto **13**

CAPÍTULO 2 - SISTEMA DE PRODUÇÃO SUBMARINO **15**

2.1 Arranjos Submarinos **17**

2.2 Projeto de Arranjo Submarino **20**

2.3 *Manifolds* **21**

2.3.1 Conceitos básicos 21

2.3.2 Funções de um *manifold* 22

2.3.3 Gerações de *manifolds* 23

2.4 *Risers, Flowlines e Pipelines* **25**

2.5 Sistemas de Umbilicais Submarinos **27**

CAPÍTULO 3 - FUNDAMENTOS DE RESERVATÓRIO **29**

3.1 Conceitos Básicos de Fluxos de Fluidos em Meios Porosos **29**

3.1.1 Cones de água e gás 30

3.1.2 Vazão crítica 31

3.2 Mecanismos Primários de Produção de Reservatórios **31**

3.2.1 Mecanismo de influxo de água 32

3.2.2 Mecanismo de gás em solução 33

3.2.3 Mecanismo de capa de gás 35

3.2.4 Mecanismo de segregação gravitacional 36

3.2.5 Mecanismo combinado 37

3.3 Métodos de Recuperação Secundária **38**

3.4 Métodos de Recuperação Avançada 39

CAPÍTULO 4 - ESCOAMENTO MULTIFÁSICO 40

4.1 Propriedades dos Hidrocarbonetos 41

4.1.1 Razão de solubilidade 42

4.1.2 Fator-volume formação de óleo 42

4.1.3 Fator-volume formação de gás 43

4.1.4 Densidade do óleo e do gás 43

4.1.5 Compressibilidade do óleo 44

4.1.6 Massa específica do óleo, gás e de líquido 45

4.1.7 Viscosidade do óleo, do gás e viscosidade média 46

4.1.8 Tensão superficial 48

4.1.9 Propriedades pseudocríticas e pseudoreduzidas 49

4.1.10 Fator de compressibilidade do gás 50

4.2 Índice de Produtividade, IPR e TPR 50

4.2.1 Modelos de IPR 54

4.2.2 Variação temporal do índice de produtividade 56

4.2.3 IPR versus TPR 57

4.3 Razão Gás-Óleo 58

4.3.1 Separador de teste 59

4.3.2 Medição multifásica da vazão 60

4.4 Basic Sediment Water 62

4.4.1 Microondas, condutividade elétrica e aceleração de Coriolis 63

4.4.2 Coleta de amostras em campo 64

4.4.3 Medição da vazão bruta 64

4.4.4 Medição da pressão estática 65

4.5 Parâmetros Operacionais 65

4.5.1 Vazão 65

4.5.2 Velocidade superficial e média 66

4.5.3 *Hold-up* 66

4.6 Padrões de Escoamento Multifásico 67

4.7 Perda de Carga de Fluidos Multifásicos 71

4.7.1 Correlação de Beggs e Brill 73

4.7.2 Definição dos parâmetros de cálculo da correlação 75

4.7.3 Cálculo das fronteiras e definição de padrões de escoamento 76

4.7.4 Cálculo do *hold-up* de líquido 78

4.7.5 Cálculo dos fatores de fricção 80

4.8 Algoritmo de Cálculo do Diferencial de Pressão 81

CAPÍTULO 5 – MODELAGEM DO PROBLEMA 84

5.1 Elementos do Arranjo 84

5.1.1 Batimetria 84

5.1.2 Poços 85

5.1.3 Unidade de produção 86

5.2 Elementos do Escoamento 88

5.2.1 Cálculo da vazão no *manifold* 91

5.2.2 Cálculo da máxima vazão anual do *manifold* 93

5.2.3 Cálculo da produção acumulada no *manifold* 94

5.3 Elementos da Busca 95

CAPÍTULO 6 - ESTUDO DE CASO 97

6.1 Análise do Caso A Considerando a Hipótese 1 102

6.1.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo 104

6.1.2 Análise do posicionamento para produção acumulada 111

6.2 Análise do Caso A Considerando a Hipótese 2 115

6.2.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo 117

6.2.2 Análise do posicionamento para produção acumulada 124

6.3 Análise do Caso A Considerando a Hipótese 3 128

6.3.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo 130
6.3.2 Análise do posicionamento para produção acumulada 138

6.4 Análise do Caso A Considerando a Hipótese 4 142

6.4.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo 144
6.4.2 Análise do posicionamento para produção acumulada 151

6.5 Análise do Caso B Considerando a Hipótese 1 155

6.5.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo 157
6.5.2 Análise do posicionamento para produção acumulada 165

6.6 Análise do Caso B Considerando a Hipótese 2 168

6.6.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo 170
6.6.2 Análise do posicionamento para produção acumulada 178

6.7 Análise do Caso B Considerando a Hipótese 3 182

6.7.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo 184
6.7.2 Análise do posicionamento para produção acumulada 192

6.8 Análise do Caso B Considerando a Hipótese 4 196

6.8.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo 198
6.8.2 Análise do posicionamento para produção acumulada 206

6.9 Análise do Caso B: Posicionamento para as Quatro Hipóteses 209

6.10 Análise Geral dos Resultados 210

CAPÍTULO 7 – CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS 212

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 214

APÊNDICE A – CORRELAÇÕES *BLACK-OIL* 221

A.1 RAZÃO DE SOLUBILIDADE..... 221

A.2 FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DE ÓLEO..... 222

A.3 FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DE GÁS..... 222

A.4 VISCOSIDADE DO ÓLEO..... 222

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Percentual de Poços Produtores no Brasil por ambiente E&P. Fonte: [6]... 1
Figura 1.2 – Percentual de Produção de Óleo por ambiente E&P. Fonte: [6]..... 2
Figura 1.3 – Evolução do preço do barril de petróleo de 2005 a 2018. Fonte: [9]..... 3
Figura 1.4 – CAPEX para projetos *subsea* em águas profundas. Fonte: Figura adaptada de [1]..... 5
Figura 2.1 – Exemplo de um arranjo submarino típico. Fonte: [30]. 15
Figura 2.2 – Custos referentes a OPEX e CAPEX. Fonte: [[1]]. 16
Figura 2.3 – Parâmetros de projeto mais relevantes para ser considerado para o projeto de produção submarino. Fonte: Figura adaptada de [17]. 17
Figura 2.4 – Representação da configuração submarina anel de coleta. Fonte: [31]. 18
Figura 2.5 – Representação da configuração submarina *trunkline*. Fonte: [31]..... 19
Figura 2.6 – Representação da configuração submarina *piggyback*. Fonte: [31]..... 19
Figura 2.7 – Etapas de um projeto submarino. 21
Figura 2.8 – Representação de um *manifold* em um arranjo submarino. Fonte: [32]. ... 22
Figura 2.9 – Exemplo de uma válvula de *manifold*. Fonte: [[1]]. 24
Figura 2.10 – Exemplo de umbilical submarino. Fonte: [[1]] 28
Figura 3.1 – Representação de cones de água e gás em um reservatório Fonte: Figura adaptada de [34]..... 31
Figura 3.2 – Mecanismo de influxo de água. Fonte: [36]..... 32
Figura 3.3 – Razão água-óleo e pressão ao longo do tempo no mecanismo de influxo de água. Fonte: [36]..... 33
Figura 3.4 – Razão gás-óleo de produção. Fonte: Figura adaptada de [35]. 35
Figura 3.5 – Desenho esquemático do mecanismo de capa de gás. Fonte: [36]. 35
Figura 3.6 – Razão gás-óleo e pressão ao longo do tempo no mecanismo de capa de gás. Fonte: [36]. 36
Figura 3.7 – Reservatório atuando sobre o mecanismo de gás em solução e segregação gravitacional. Fonte: [36]. 37
Figura 3.8 – Reservatório atuando sobre o mecanismo combinado. Fonte: [36]. 38
Figura 4.1 – Reservatório atuando sobre o mecanismo combinado. Fonte: [48]. 51
Figura 4.2 – *Drawdown* e índice de produtividade ao longo do tempo para reservatórios subsaturados. Fonte: Figura adaptada de [35]. 53
Figura 4.3 – Curva IPR..... 54
Figura 4.4 – Variação da curva IPR para diversos tempos T. Fonte: [49]. 57
Figura 4.5 – Separador de teste. Fonte: [53]. 59
Figura 4.6 – Processo de medição convencional. Fonte: [53]..... 60
Figura 4.7 – Medidores localizados no *manifold*. Fonte: [53]..... 62
Figura 4.8 – Medição da pressão estática. Fonte: Figura adaptada de [56]..... 65
Figura 4.9 – Padrão de escoamento. Fonte: [1]. 68
Figura 4.10 – Padrões de escoamento horizontal. Fonte: [49]. 69
Figura 4.11 – Padrões de escoamento vertical ascendente. Fonte: [58]..... 71
Figura 4.12 – Perda de carga em uma tubulação inclinada. Fonte: [[1]]..... 72
Figura 4.13 – Diagrama de padrão de escoamento horizontal segundo BEGGS e BRILL. Fonte: [60]. 75
Figura 4.14 – Diagrama de padrão de escoamento horizontal de BEGGS e BRILL revisado. Fonte: Figura adaptada de [43]. 77
Figura 4.15 – Fluxograma do algoritmo de marcha para o cálculo da perda de carga. Fonte: Figura adaptada de [58]..... 83

Figura 5.1 – Representação esquemática das curvas batimétricas do solo marinho. Fonte: [20]. 85
Figura 5.2 – Configuraçao dos *riser* de produção de 8 in e demais *risers*. 86
Figura 5.3 – Figura esquemática da configuração das linhas de ancoragem. Fonte: [21]. 87
Figura 5.4 – Figura esquemática do cálculo da pressão em um trecho de tubulação..... 90
Figura 5.5 – Esquema de perda de carga ao longo do sistema poço-unidade de produção. 91
Figura 5.6 – Algoritmo do cálculo da vazão no manifold. 93
Figura 5.7 – Arranjo submarino modelado..... 96
Figura 6.1 – Gráfico da razão gás-óleo ao longo do tempo para o caso A. 98
Figura 6.2 – Curva de *basic sediments and water* ao longo do tempo para o caso A. ... 99
Figura 6.3 – Gráfico da razão gás-óleo ao longo do tempo para o caso B. 100
Figura 6.4 – Curva de basic sediments and water ao longo do tempo para o caso B... 101
Figura 6.5 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1. 102
Figura 6.6 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1. 103
Figura 6.7 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1. 105
Figura 6.8 – Vazão de óleo em cada poço ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1. 108
Figura 6.9 – Pressão de Fundo de Poço de cada poço ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1. 108
Figura 6.10 – *Drawdown* dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1. .. 109
Figura 6.11 – Curva de custo de linha para a posição de máxima vazão e para o custo mínimo de linha ao longo dos anos para o caso A e hipótese 1. 109
Figura 6.12 – Gráfico de comparação entre vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha em cada ano para o caso A e hipótese 1. 110
Figura 6.13 – Gráfico das cinco melhores posições de melhor produção acumulada, das posições de máxima vazão instantânea para cada ano, centroide dos poços e centroide das posições de máxima vazão para cada ano para o caso A e hipótese 1. 112
Figura 6.14 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso A e hipótese 1. 114
Figura 6.15 – Curva de índice de produção de líquido dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2. 115
Figura 6.16 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2. 116
Figura 6.17 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2. 118
Figura 6.18 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2. 121
Figura 6.19 – Pressão de Fundo de Poço dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2. 121
Figura 6.20 – *Drawdown* dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2. .. 122
Figura 6.21 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso A e hipótese 2..... 122
Figura 6.22 – Gráfico de comparação entre a vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso A e hipótese 2. 123

Figura 6.23 – Gráfico das cinco melhores posições de melhor produção acumulada, das posições de máxima vazão instantânea para cada ano, centroide dos poços e centroide das posições de máxima vazão para cada ano para o caso A e hipótese 2. 125
Figura 6.24 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso A e hipótese 2. 127
Figura 6.25 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3. 128
Figura 6.26 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3. 129
Figura 6.27 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3. 131
Figura 6.28 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3. 134
Figura 6.29 – Pressão de fundo de poço nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3. 134
Figura 6.30 – *Drawdown* nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3. .. 135
Figura 6.31 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso A e hipótese 3. 136
Figura 6.32 – Gráfico da vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso A e hipótese 3. 137
Figura 6.33 – Gráfico das cinco melhores posições de melhor produção acumulada, das posições de máxima vazão instantânea para cada ano, centroide dos poços e centroide das posições de máxima vazão para cada ano para o caso A e hipótese 3. 139
Figura 6.34 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso A e hipótese 3. 141
Figura 6.35 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4. 142
Figura 6.36 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4. 143
Figura 6.37 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4. 145
Figura 6.38 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4. 147
Figura 6.39 – Pressão de fundo de poço nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4. 148
Figura 6.40 – *Drawdown* nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4. .. 148
Figura 6.41 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso A e hipótese 4. 149
Figura 6.42 – Gráfico da vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso A e hipótese 4. 150
Figura 6.43 – Gráfico das posições de melhor produção acumulada e vazão instantânea para as posições de máxima vazão de cada ano e melhores produções acumuladas para o caso A e hipótese 4. 152
Figura 6.44 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso A e hipótese 3. 154
Figura 6.45 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1. 155

Figura 6.46 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1. 156
Figura 6.47 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1. 158
Figura 6.48 – Vazão de óleo em cada poço ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1. 162
Figura 6.49 – Pressão de fundo de poço em cada poço ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1. 162
Figura 6.50 – *Drawdown* dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1. .. 163
Figura 6.51 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso B e hipótese 1. 163
Figura 6.52 – Gráfico de comparação entre vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso B e hipótese 1. 164
Figura 6.53 – Gráfico das cinco máximos valores de produção acumulada, das posições de máxima vazão anual, centroide dos poços e centroide das posições das máximas vazões anuais para o caso B e hipótese 1. 166
Figura 6.54 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso B e hipótese 1. 168
Figura 6.55 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2. 169
Figura 6.56 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2. 170
Figura 6.57 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2. 171
Figura 6.58 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2. 174
Figura 6.59 – Pressão de Fundo de Poço dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2. 175
Figura 6.60 – *Drawdown* dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2. .. 175
Figura 6.61 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso B e hipótese 2. 176
Figura 6.62 – Gráfico de comparação entre a vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso B e hipótese 2. 177
Figura 6.63 – Gráfico das cinco melhores posições de melhor produção acumulada, das posições de máxima vazão anual, centroide dos poços e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso B e hipótese 2. 179
Figura 6.64 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso B e hipótese 2. 181
Figura 6.65 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3. 182
Figura 6.66 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3. 183
Figura 6.67 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3. 185
Figura 6.68 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3. 189
Figura 6.69 – Pressão de fundo de poço nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3. 189

Figura 6.70 – *Drawdown* nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3. .. 190
Figura 6.71 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso B e hipótese 3. 190
Figura 6.72 – Gráfico da vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso B e hipótese 3. 191
Figura 6.73 – Gráfico das cinco melhores posições de melhor produção acumulada, das posições de máxima vazão instantânea para cada ano, centroide dos poços e centroide das posições de máxima vazão para cada ano para o caso B e hipótese 3. 193
Figura 6.74 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso B e hipótese 3. 195
Figura 6.75 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4. 196
Figura 6.76 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4. 197
Figura 6.77 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4. 199
Figura 6.78 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4. 202
Figura 6.79 – Pressão de fundo de poço nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4. 202
Figura 6.80 – *Drawdown* nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4. .. 203
Figura 6.81 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso B e hipótese 4. 204
Figura 6.82 – Gráfico da vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso B e hipótese 4. 205
Figura 6.83 – Gráfico das posições de melhor produção acumulada e vazão instantânea para as posições de máxima vazão de cada ano e melhores produções acumuladas para o caso B e hipótese 4. 207
Figura 6.84 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso B e hipótese 3. 209
Figura 6.85 – Produção acumulada para as quatro hipóteses no caso B. 210

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1 – Custo de das atividades em cada fase de exploração e produção. Fonte: [11]. 4
Tabela 2.1 – Comparação entre *manifolds* de primeira e segunda geração. Fonte: [[1]] 24
Tabela 2.2 – Tabela de custo de *flowlines* e *risers*. Fonte: adaptado de [[1]]. 27
Tabela 4.1 – Faixa de Valores da Correlação de Vazquez e Beggs. Fonte: [43]. 45
Tabela 4.2 – Parâmetros de IPR para diferentes correlações. Fonte: [49]..... 55
Tabela 4.3 – Variação dos parâmetros operacionais para a Correlação de BEGGS e BRILL. Fonte: [60]..... 74
Tabela 4.4 – Parâmetros matemáticos para o padrão de escoamento de Beggs e Brill. Fonte: [61]. 78
Tabela 4.5 – Parâmetros a, b e c para cada padrão de escoamento. Fonte: [61]. 79
Tabela 4.6 – Parâmetros de escoamento para equações. Fonte: Figura adaptada de [61]. 79
Tabela 5.1 – Características dos poços. 85
Tabela 5.2 – Configurações do FPSO. 88
Tabela 5.3 – Características dos fluidos nos poços. 89
Tabela 5.4 – Algumas das correlações de fluidos utilizadas. 94
Tabela 6.1 – Tabela de razão gás-óleo dos poços ao longo do tempo para o caso A..... 98
Tabela 6.2 – Tabela de *basic sediments and water* dos poços ao longo do tempo para o caso A. 99
Tabela 6.3 – Tabela de razão gás-óleo dos poços ao longo do tempo para o caso B... 100
Tabela 6.4 – Tabela de *basic sediments and water* dos poços ao longo do tempo para o caso B. 101
Tabela 6.5 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1. 103
Tabela 6.6 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1. 104
Tabela 6.7 – Posição do *manifold* para a posição de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 1. 105
Tabela 6.8 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1A e P-2A ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1. 107
Tabela 6.9 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3A e P-4A ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1. 107
Tabela 6.10 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 1. 110
Tabela 6.11 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 1..... 111
Tabela 6.12 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 1..... 113
Tabela 6.13 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo, custo de linha para cada posição e diferença entre eles para o caso A e hipótese 1. 114
Tabela 6.14 – Tabela de índice de produtividade de líquido dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2. 116
Tabela 6.15. – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2. 117

Tabela 6.16 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso A e hipótese 2. 118
Tabela 6.17 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1A e P-2A ao longo do tempo para o caso A e para a hipótese 2 120
Tabela 6.18 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3A e P-4A ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2. 120
Tabela 6.19 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 2. 123
Tabela 6.20 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 2. 124
Tabela 6.21 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 1. 126
Tabela 6.22 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2. 127
Tabela 6.23 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3. 129
Tabela 6.24 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3. 130
Tabela 6.25 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso A e hipótese 3. 131
Tabela 6.26 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1A e P-2A ao longo do tempo para o caso A e para a hipótese 3. 133
Tabela 6.27 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3A e P-4A ao longo do tempo para o caso A e para a hipótese 3. 133
Tabela 6.28 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 3. 136
Tabela 6.29 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 3. 138
Tabela 6.30 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 3. 140
Tabela 6.31 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3. 141
Tabela 6.32 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4. 143
Tabela 6.33 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4. 144
Tabela 6.34 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso A e hipótese 4. 145
Tabela 6.35 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1A e P-2A ao longo do tempo para o caso A e para a hipótese 4. 146
Tabela 6.36 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3A e P-4A ao longo do tempo para o caso A e para a hipótese 4. 147
Tabela 6.37 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 4. 149
Tabela 6.38 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 4. 151

Tabela 6.39 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 4..... 153
Tabela 6.40 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4. 154
Tabela 6.41 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1. 156
Tabela 6.42 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1..... 157
Tabela 6.43 – Posição do *manifold* para a posição de máxima vazão anual para o caso B e hipótese 1. 159
Tabela 6.44 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1B e P-2B ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1. 161
Tabela 6.45 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3B e P-4B ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1. 161
Tabela 6.46 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 1. 164
Tabela 6.47 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 1..... 165
Tabela 6.48 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso B e hipótese 1. 166
Tabela 6.49 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e custo de linha para cada posição e diferença entre eles para o caso B e hipótese 1. 167
Tabela 6.50 – Tabela de índice de produtividade de líquido dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2. 169
Tabela 6.51. – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2..... 170
Tabela 6.52 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso B e hipótese 2..... 172
Tabela 6.53 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1B e P-2B ao longo do tempo para o caso B e para a hipótese 2..... 173
Tabela 6.54 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3B e P-4B ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2. 174
Tabela 6.55 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 2. 176
Tabela 6.56 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 2..... 178
Tabela 6.57 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso B e hipótese 1..... 180
Tabela 6.58 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e diferença entre ambos ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2. 181
Tabela 6.59 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3. 183
Tabela 6.60 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3..... 184

Tabela 6.61 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso B e hipótese 3. 186
Tabela 6.62 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1B e P-2B ao longo do tempo para o caso B e para a hipótese 3 188
Tabela 6.63 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3B e P-4B ao longo do tempo para o caso B e para a hipótese 3. 188
Tabela 6.64 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 3. 191
Tabela 6.65 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 3. 192
Tabela 6.66 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 3 193
Tabela 6.67 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3. 195
Tabela 6.68 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4. 197
Tabela 6.69 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4. 198
Tabela 6.70 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso B e hipótese 4. 199
Tabela 6.71 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1B e P-2B ao longo do tempo para o caso B e para a hipótese 4. 201
Tabela 6.72 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3B e P-4B ao longo do tempo para o caso B e para a hipótese 4. 201
Tabela 6.73 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 4. 204
Tabela 6.74 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 4. 206
Tabela 6.75 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso B e hipótese 4. 207
Tabela 6.76 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4. 208
Tabela 6.77 – Posição do *manifold* para as quatro hipóteses e caso B. 209

SIMBOLOGIA

A – Área

b – Parâmetro da IPR

B_o – Fator volume de formação do óleo (bbl/stb)

B_g – Fator volume de formação de gás (rb/scf)

C – Custo (U$)

c – Compressibilidade ($psia^{-1}$)

D – Diâmetro

E – Energia

f – Fator

fr – Fração

G – Fluxo de massa por unidade de área

g – Gravidade

g_c – Constante gravitacional

H – *Hold-up*

h – Altura

L – Comprimento da linha (metros)

M – Massa

N – Número

Q – Vazão

P – Pressão

R_s – Razão de Solubilidade (scf/stb)

T – Temperatura

Temp – Tempo

V – Volume

v – Velocidade superficial

w – Fluxo de massa

Letras gregas:

γ – Massa Específica

λ – *Hold-up* sem escorregamento

μ – Viscosidade (cp)

θ – Ângulo

ρ – Densidade

Δ – Variação

Subscritos:

$_{\frac{60}{60}}$ – Correspondente ao óleo a 60ºF e a água a 60ºF

$_{100}$ Corresponde a pressão de separação de 100 psi

$_{a}$ – Correspondente a massa molecular aparente

$_{°API}$ – Em grau API

$_{ar}$ – Correspondente ao ar

$_{b}$ – Correspondente ao custo base por unidade de comprimento

$_{bolha}$ – Correspondente ao ponto de bolha

$_{b}$ – Correspondente ao óleo bruto

$_{cm}$ – Correspondente a pressão de chegada no *manifold*

$_{cs}$ – Correspondente a pressão de chegada no separador

$_{od}$ – Correspondente ao óleo morto

$_{dissolvido}$ – Correspondente ao gás que está dissolvido

$_{máx}$ – Correspondente ao máximo

$_{média}$ – Correspondente à média

$_{f}$ – Correspondente a tensão cisalhante do fluido

$_{FR}$ – Correspondente ao Froude

$_{fr}$ – Correspondente ao fator de fricção

$_{fixo}$ – Correspondente ao fixo da linha associado a conectores e acessórios necessários para a instalação

$_{e}$ – Correspondente a estática

$_{g}$ – Correspondente ao gás

$_{L}$ – Correspondente ao líquido

$_{l}$ – Correspondente a perdas locais do sistema

$_{m}$ – Correspondente a mistura

$_{manif}$ – Correspondente ao *manifold*

$_{mec}$ – Correspondente a energia mecânica

$_{n}$ – Correspondente ao elemento n

$_{ns}$ – Correspondente ao fator sem escorregamento

$_{o}$ – Correspondente ao óleo

$_{p}$ – Correspondente a tubulação

$_{pc}$ – Em coordenadas pseudocríticas

$_{pr}$ – Em coordenadas pseudoreduzidas

$_{Re}$ – Corrrespondente ao Reynolds

$_{s}$ – Correspondente ao tamanho relativo ao diâmetro da linha

$_{sep}$ – Correspondente a pressão do separador

$_{sp}$ – Correspondente a velocidade superficial

$_{sep}$ – Nas condições do separador

$_{st}$ – Em codições padrão

$_{t}$ – Correspondente ao tipo de linha

$_{tr}$ – Correspondente a área transversal

$_{tp}$ – Correspondente ao bifásico

$_{v}$ – Correspondente a vazão volumétrica

$_{vel}$ – Correspondente a velocidade

$_{w}$ – Correspondente a água

$_{wf}$ – Correspondente a pressão de fundo de poço

GLOSSÁRIO

Análise PVT – Estudo realizado em laboratório das propriedades do reservatório e fluidos contidos no mesmo.

Black-Oil – Modelo utilizado para o cálculo das propriedades dos fluidos ao longo do escoamento, no qual as fases líquidas e gasosas são consideradas fases únicas e não separadas de acordo com a sua composição molar.

Bolha de Taylor – Grandes bolhas com formato de projétil e ocupa toda a seção transversal de um tudo, circundada por um filme de líquido.

Bundle – Conjunto de dutos (linha de produção, injeção, gás *lift* e umbilicais) agrupados, utilizados para interligar equipamentos submarinos entre si e unidades de produção.

Cabeça de produção – Equipamento situado na parte superior de um poço na fase de produção que possui passagem para a coluna de produção. Mais detalhes ver [1].

Capa de gás – Concentração de gás na parte superior do reservatório.

Catenária – Tipo de configuração de um *riser*. Mais detalhes ver [2].

Choke – Tipo de válvula responsável pelo controle de fluxo de fluidos produzidos no poço.

Condensado – Fração líquida do gás natural obtida no processo primário de separação do campo, mantidad na fase líquida nas condições de pressão e temperatura do vaso separador.

Balcony – Região ou bordo de chegada ou saída dos *risers* no FPSO.

Depleção – Queda de pressão do reservatório em consequência da produção de fluidos.

Diagrama de Moody – Diagram que permite determinar graficamente o valor do fator de atrito em função do número de Reynolds do escoamento e da rugosidade relativa do duto.

Diverless – Definição de equipamento submarino no qual é instalado sem o apoio de mergulhadores.

Equação de Bernoulli – Equação que relaciona a variação de energia cinética, potencia e o trabalho externo (como bombas e compressores) no escoamento de um fluido não viscoso e incompressível.

Escorregamento – Termo usado para descrever as condições de escoamento que existem quando suas fases têm velocidades diferentes em uma seção reta do duto.

Flowline – Trecho de duto submarino apoiado no leito submarino.

Gás *lift* – Método de produção baseado na injeção controlada de gás em um poço produtor visando a manutenção da pressão necessária para elevar os fluidos do poço até o vaso separador.

Geoharzards – Processos geológicos existentes no leito marino, como topografia irregular, formações não consolidadas e erosão do solo marinhos, que podem causar danos ou risco a dutos e equipamentos.

Jumper – Segmento curto de tubo flexível usado para conectar equipamentos submarinos, como um *manifold* a um *flowline*.

Intervenção de poço – Operação genérica no poço já completado, com o intuito de reparar ou estimular o polo a fim de prolongar, restaurar ou aumentar a produção de hidrocarbonetos.

Kill – Operação de poço em que os fluidos do poço cessam produção ou perde a capacidade de escoar pela coluna

Lazy-wave – Tipo de configuração de um riser. Ver [2].

Óleo saturado – Óleo completamente dissolvido no gás nas condições de pressão e temperatura em que se encontra.

Óleo subsaturado – Óleo que não se encontra totalmente saturado no gás nas condições de pressão e temperatura

Perda de carga – Medida de queda de pressão durante o escoamento de um fluido durante seu deslocamento

Offloading – Operação de transferência do óleo da unidade de produção para navios aliaviadores que levam a produção para a terra.

Óleo bruto – Óleo que sai do poço sem separação das fases gás e água

Permeabilidade relativa – Relação entre a permeabilidade efetiva de uma rocha, parcialmente saturada por um fluido, e uma permeabilidade de referência.

Pigging ou *pigging loop*– Operação de manutenção, monitoramento e limpeza da linha sem interrupção da produção através de PIGs

Ponto de bolha – Ponto de formação da primeira bolha do gás em solução em um líquido ao aumentar a temperatura ou reduzir a pressão.

Programação evoluciária – Definida por Fogel corresponde a uma técnica de simulação da evolução para desenvolver uma forma de inteligência artificial, similar aos algoritmos genéticos, porém sem cruzamentos.

Mudmat – Tipo de fundação rasa composta de uma fina placa de aço reforçado instalado na base de equipamentos submarinos afundem em solos marinhos não-consolidados. Mais detalhes ver [3].

Riser – Trecho de duto submarino suspenso que conecta poços e/ou equipamentos submarinos a unidade de produção

Separador – Equipamento utilizado para separar as fases dos fluidos que são produzidos dos poços.

Skirts – Elementos esbeltos vericais que tem a função de confinar o solo na zona da fundação. Mais detalhes ver [3].

Spread Mooring – Tipo de configuração de ancoragem onde as linhas estão distribuídas ao redor da embarcação fornecendo-a capacidade de resistir aos carregamentos ambientais vindos de qualquer direção.

Subsea Manifold ou *manifold* – Equipamento submarino responsável, entre outras funções, agrupar a produção de poços, injetar fluidos em poços ou monitorá-los

Trunkline – Linha que interliga todos os poços e conecta a unidade de produção

Siglas:

ANFIS – Sistemas neuro-fuzzy: Tipo de aprendizado de máquina que combina conceitos do sistema fuzzy com redes neurais

ANM – Árvore de Natal Molhada: Equipamento submarino responsável por controlar o fluxo de óleo e gás para a unidade de produção

ANP – Agência Nacional de Petróleo

AOF – *Absolute Open Flow*: Ponto na IPR onde teoriacamente a pressão de fundo é igual a zero

API – *American Petroleum Institute*: Instituto americano de petróleo, maior associação comercial dos Estados Unidos para a indústria de óleo e gás natural e define padrões para a produção, refino e distribuição de produtos petrolíferos.

BSW – *Basic Sediments Water*: Medida de quantidade de água e sedimentos em uma amostra de óleo em porcentagem.

CAPEX – *Capital Expenditure*: Capital empregado por uma empresa para adquirir ou atualizar ativos físicos como equipamentos, entre outros.

CSA – Coupled simulated anneling: Método de otimização global para variáveis contínuas baseadas no conceito de s*imulated annealing.*

DE – Differential Evolution: É um método que otimiza um problema tentando iterativamente melhorar uma solução candidata com relação a uma dada medida de qualidade.

E&P – Exploração e Produção: Conjunto de operações destinadas à exploração e produção de óleo e gás.

EIA – *U.S Energy Information Administration*: Instituto oficial de estatística energética do governo dos Estados Unidos.

FPSO – *Floating, Production, Storage and Offloading*; Sistema flutuante de produção, armazenamento e alívio

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis: Uma associação sem fins lucrativos que representa empresas dos setores de petróleo, gás e biocombustível no Brasil.

IPR – *Inflow Performance Relationship*: Índice de produtividade; Curva que descreve o comportamente da vazão de escoamento de fluidos em um reservatório dada a pressão uma determinada pressão.

IP – Índice de Produtividade: mede o potencial de um poço ou a habilidade de produzir.

MQQ – Método dos mínimos quadrados: Consiste em um estimador que minimiza a soma dos quadrados dos resíduos da regressão, de forma a maximizar o grau de ajuste do modelo aos dados observados.

NN – Redes neurais: Modelo computacional inspirado pelo sistema nervoso central de um animal que são capazes de realizar o aprendizado de máquina e reconhecimento de padrões.

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo: Organização internacional que tem como objetivo coordenar de maneira centralizada a política petrolífera dos países membros.

OPEX – *Operational Expenditure*: Capital utilizado para manter ou melhorar os bens físicos de uma empresa, bem como equipamentos, propriedade, entre outros.

PIG – *Pipeline Inspection Gauge*: Dispositivo introduzido em uma linha para monitoração e/ou limpeza

PLEM – *Pipeline End Manifold*: Usado como um *manifold* para dividir o escoamento da produção em múltiplas rotas.

PLET – Pipeline End Termination: Conexão usada em construções novas no final de um duto.

RGL – Razão Gás-Líquido: Razão entre a vazão de gás e a vazão de líquido em uma mistura.

RGO – Razão Gás-Óleo: Razão entre a vazão de gás e a vazão de óleo da produção de óleo de um poço.

SVM – *Support Vector Machine*: Conceito usado para definir um conjunto de métodos de aprendizado supervisionado que analisam os dados e reconhecem padrões, usado para classificação e análise de regressão.

TPR – *Tubing Performance Relationship*: Curva que mede a performance de um poço resultante da relação entre a pressão requerida no fundo do poço causada pelas perdas de carga e a vazão de produção.

VIV – Vibrações Induzidas por Vórtices: São movimentos causados em corpos submetidos a um escoamento externo, oriundo da formação alternada de vórtices em torno do corpo de modo a produzir força de sustentação periódica.

VLP – Valor Presente Líquido: Fórmula matemático financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo de investimento inicial.

UEP – Unidade Estacionária de Produção: Unidade de superfície na qual basicamente se localizam os controles dos equipamentos instalados no leito submarino, geração de energia, entre outros.

UTA – *Umbilical Termination Assembly*: É utilizado como um canal para as funções de controle elétrico e hidráulico submarino, desde o umbilical até o equipamento submarino.

Capítulo 1 - INTRODUÇÃO

1.1 Contexto e Motivação

A exploração e a produção de óleo e gás natural constitui a atividade principal das empresas operadoras da indústria de petróleo como a Petrobras, principal operadora brasileira, que de acordo com seu último relatório anual, investiu em 2017 87% do total de investimentos em Exploração e Produção, o que totalizou R$ 39,65 bilhões [4]. Dentro do setor de E&P, no Brasil, o que mais se destaca é a exploração e produção offshore, sendo líder mundial em águas profundas, seguido pelos Estados Unidos conforme consta dados do EIA [5]. O Brasil possui três diferentes tipos de ambientes em E&P: Pré-sal, offshore convencional e onshore. Segundo dados da ANP [6], na apesar dos campos offshore convencional e pré-sal representarem apenas 9% do total de poços produtores em 2017, como mostra a Figura 1.1, 95% da produção de óleo no mesmo ano advém da zona pré-sal e offshore convencional, representado pela Figura 1.2.

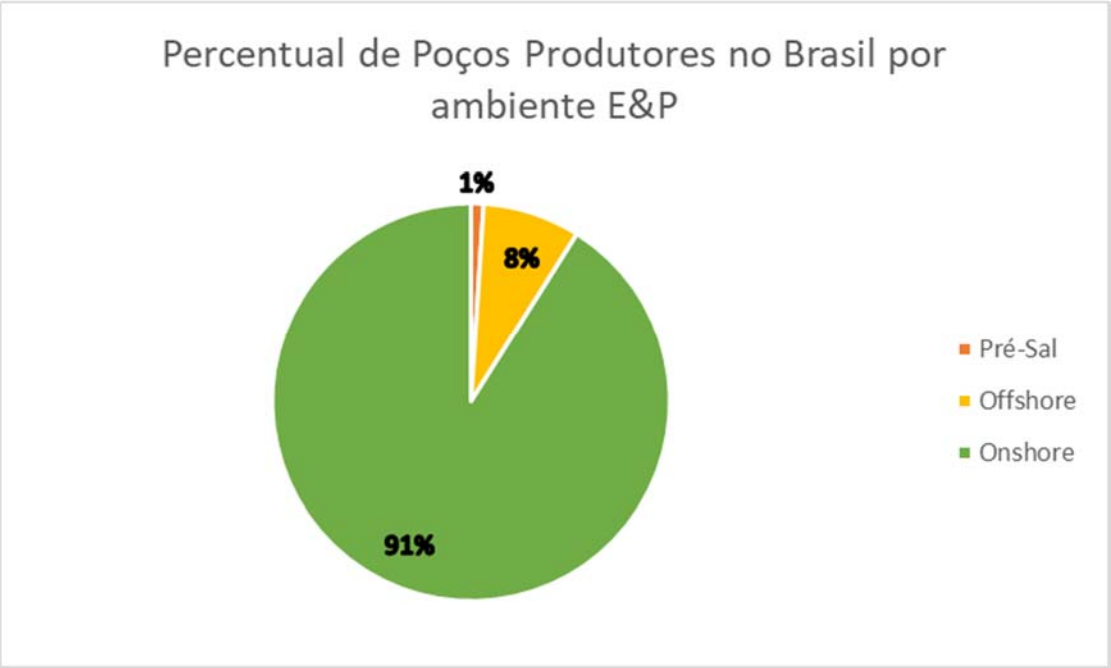

Figura 1.1 – Percentual de Poços Produtores no Brasil por ambiente E&P. Fonte: [6].

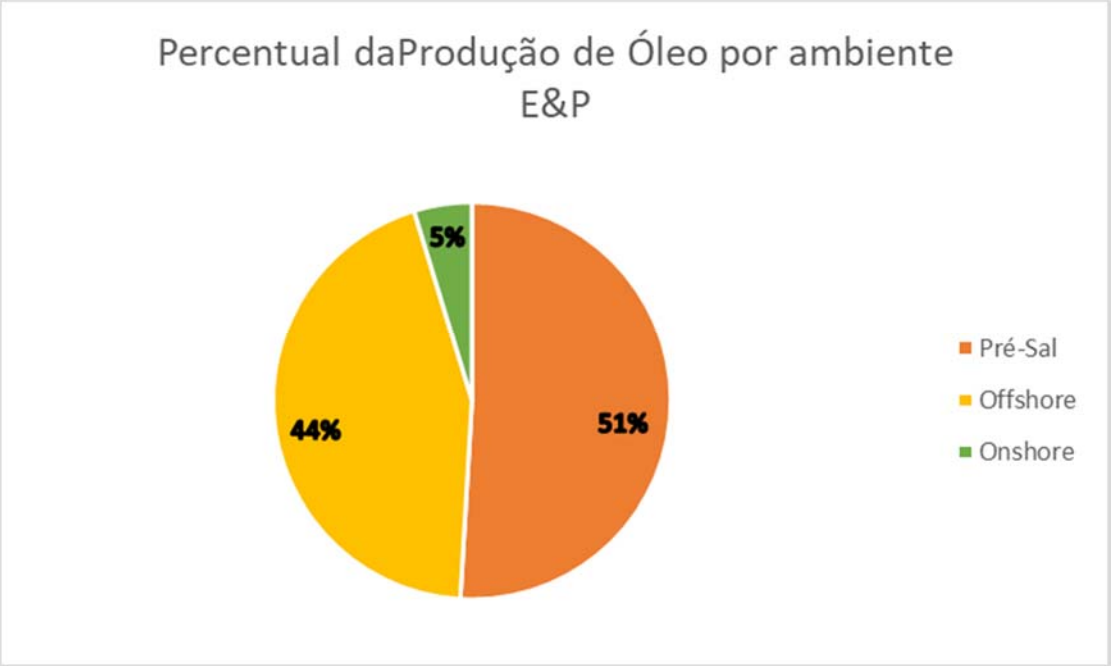

Figura 1.2 – Percentual de Produção de Óleo por ambiente E&P. Fonte: [6].

Ainda de acordo com a Agência Nacional de Petróleo [6], a produção em todas as regiões do Brasil vem apresentando queda maior ou igual a 30%, exceto na região pré-sal onde a produção aumentou 160% entre 2014 e 2017. Além disso, em dezembro de 2016, as reservas provadas da zona pré-sal correspondiam a 44% do total de reservas provadas de óleo no Brasil. As previsões são de que a zona pré-sal poderá ser, em quatro anos, o maior mercado offshore do mundo e tem potencial para contratar mais 30 unidades de produção em 10 anos.

Apesar do baixo custo operacional de extração da camada pré-sal causado pela alta produtividade dos poços, a redução de custos é extremamente necessária visto o cenário econômico mundial marcado pelo preço do barril de petróleo. Já na zona offshore convencional, ou pós-sal, o desafio é aumentar o fator de recuperação dos campos maduros, especialmente na Bacia de Campo [6].

Em períodos entre 2011 e 2014, o preço do barril de petróleo se manteve elevado devido ao controle da oferta causado por aspectos políticos no Oriente Médio. Na Figura 1.3, é possível observar que a partir de 2014, ocorre declínio acentuado no preço do petróleo, causado principalmente pela descoberta de reservas não convencionais nos Estados Unidos e no Canadá e as jazidas do pré-sal no Brasil. Além disso, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), decidiram não limitar a própria produção

aumentando ainda mais a oferta, e assim, contribuindo para a queda do preço do barril de petróleo [7].

Finalmente, observa-se na Figura 1.3 o aumento no preço do barril de petróleo ao final de 2016. Isso se deve ao fato de que a OPEP mudou seu ponto de vista e decidiu firmar um acordo de controle da produção, que deverá será mantido até dezembro de 2018, diminuindo a oferta e, consequentemente, elevando o preço. De acordo com os analistas da UBS *Wealth Management*, apesar do contrato ser expirado no final desse ano, a principal líder da OPEP afirmou que continuaria conciliando a limitação da produção com os produtores mundiais. Assim, com esforços da OPEP, combinado com a demanda ineficiente da Venezuela e crescentes incertezas geopolíticas a previsão é que haja um aumento a curto prazo nos preços [7][8].

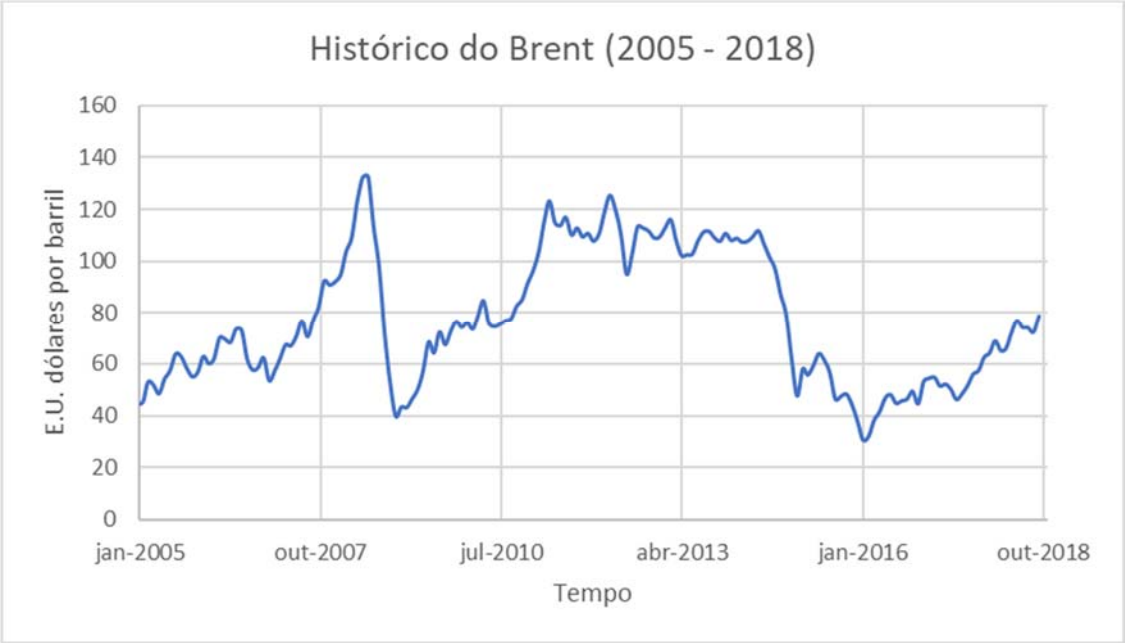

Figura 1.3 – Evolução do preço do barril de petróleo de 2005 a 2018. Fonte: [9].

Dentro desse contexto econômico, nota-se que a ideia ultrapassada de insuficiência em petróleo foi substituída por excesso de oferta, devido à diversas descobertas significativas, como a produção de óleo e gás de reservatórios não-convencionais nos Estados Unidos, forte concorrente do pré-sal brasileiro. A mudança para este novo cenário impactou não exclusivamente o lucro das empresas, como também a economia de muitos países, que ajustaram novas as regras para sustentar as atividades de Exploração e Produção [10].

Assim, para enfrentar este novo cenário, as empresas têm adotado medidas como redução de despesas, aprimorado seus procedimentos internos, entre outras. Os relatórios anuais de 2016 e os relatórios trimestrais de 2017 das principais empresas de petróleo mencionaram, em sua maioria, a abordagem contida dos investimentos, além de ganhos de produtividade e eficiência para reduzir custos. De acordo com dados da IBP, um projeto típico em águas profundas no ambiente pós-sal, considerando um campo com reservas de 500 milhões de barris, operado com uma plataforma do tipo FPSO com capacidade de 120 mil bbl/d, apresenta os custos conforme a Tabela 1.1. Como pode ser observado, o custo mais representativo na fase de desenvolvimento é o correspondente a atividade *subsea* que alcança 1.570,00 milhões de dólares [10].

Tabela 1.1 – Custo de das atividades em cada fase de exploração e produção. Fonte: [11].

Fase	Atividade	US$ Milhões
Exploração e Avaliação	Sísmica	26
	Poços exploratórios	365
Desenvolvimento	Poços de Desenvolvimento	1.460
	Subsea	1.570
	FPSO	1.095
	Outros	183
Produção	Opex	3.320 (166/ano)

No entanto, os custos em um arranjo submarino abarcam tanto o CAPEX, capital de investimentos em equipamentos e instalações, como o OPEX, custos operacionais. O CAPEX está ligado aos investimentos para colocar o projeto em operação incluindo o projeto inicial, construção e instalação. Já o OPEX está ligado ao custo de manutenção, custo de teste e outros relacionados.

De acordo com BAI e BAI [1], dentro do CAPEX de um projeto subsea em águas profundas, a redução do custo de umbilicais, *flowlines* e *risers* representa um impacto corresponde ao total de 20% do CAPEX total do projeto como mostra o gráfico da Figura 1.4.

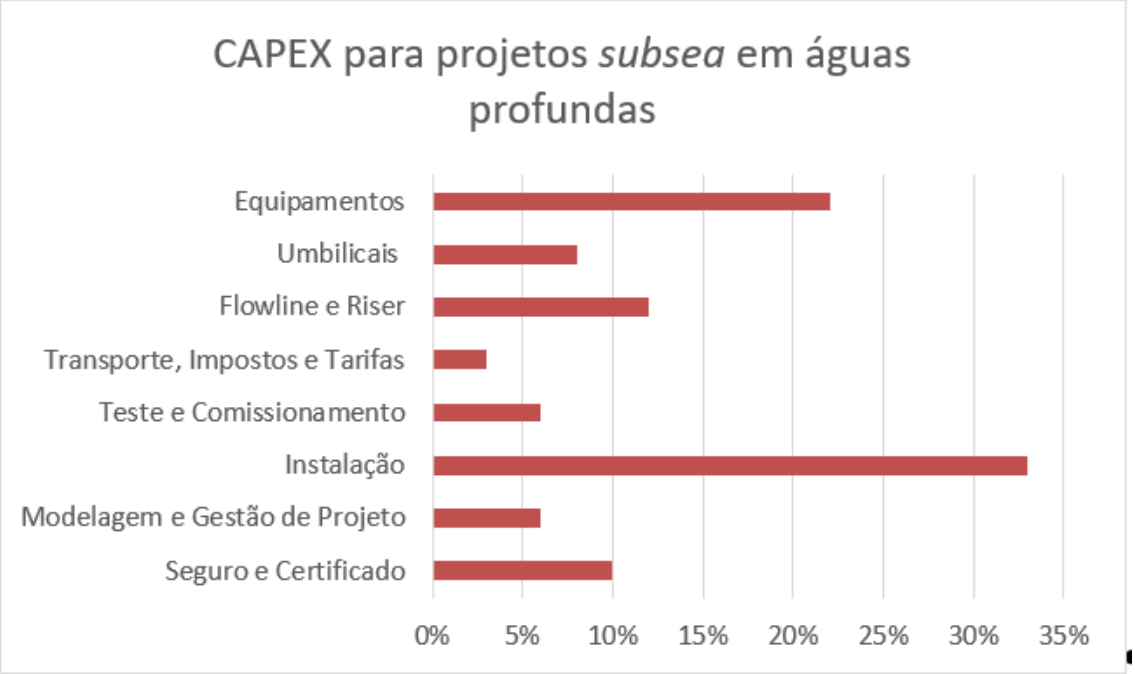

Figura 1.4 – CAPEX para projetos *subsea* em águas profundas. Fonte: Figura adaptada de [1].

Visto todo o cenário apresentado, e tendo como objetivo buscar competitividade e alinhamento com os preços internacionais [7], observou-se a necessidade de reduzir custos concomitantemente ao aumento da produção de petróleo. No entanto, muitas vezes esses aspectos são conflitantes, em outras palavras, a decisão pelo aumento de produção pode acarretar no aumento de custos principalmente em questão do OPEX.

Atualmente, dentro de uma empresa operadora, as disciplinas que estudam o reservatório de petróleo e o projeto de arranjo submarino, muitas vezes atuam de maneira independente em relação a essas duas frentes, aumento da produção de óleo e diminuição do custo de linha, visando alcançar seus próprios objetivos.

Desse problema, surgiu o interesse de estudar essas duas grandes questões sobre o projeto de arranjo submarino e possivelmente encontrar mais opções que se possa chegar a um consenso do que seria mais vantajoso levando em consideração as estratégias da empresa.

Primeiramente, é realizada a avaliação o posicionamento de um *manifold* submarino, considerando os parâmetros de escoamento variando ao longo do tempo, de maneira simplificada, para que um profissional de projeto de arranjo submarino possa

fazer a análise prévia da localização desse equipamento submarino visando não apenas o custo mínimo, como também a produção máxima de óleo ao longo do tempo.

Em segundo, é realizada a comparação do custo de linha utilizado para a dada posição do *manifold*, visando identificar em que proporção ocorre o aumento do custo de linha ao posicionar o *manifold* em locais onde há maior produção e não mais o menor custo de linha.

1.2 Objetivo do Trabalho

Tendo em vista a motivação mencionada, o objetivo dessa dissertação é avaliar o posicionamento de um *manifold* submarino considerando parâmetros de escoamento variáveis ao longo do tempo em termos de máxima vazão de óleo anual e a máxima produção acumulada ao longo do tempo.

Dados diversos cenários, esse trabalho se propõe a avaliar se o posicionamento é efetivamente sensível a queda de produção ao longo do tempo e quão representativa é a variação da posição. Concomitantemente, esse resultado é comparado com a posição do *manifold* que corresponde ao menor custo de linha. Assim, é possível afirmar se a diferença entre as posições levando em conta a produção e considerando o custo de linha é significativa e, caso seja qual, que impacto representa a mudança da localização do equipamento submarino em cada um desses dois quesitos.

Dessa forma, a análise realizada nessa dissertação, visa compreender o impacto na alteração da posição do *manifold* quanto à produção de óleo anual, acumulativa e custo de linha, tendo em vista a intercomunicação entre as disciplinas responsáveis pelo projeto de arranjo submarino, reservatório e elevação e escoamento e que futuramente sejam aplicados, em trabalhos futuros, métodos de otimização na busca da posição ótima da produção ao longo do tempo e custo de linha.

1.3 Metodologia

O objetivo da dissertação é o posicionamento do *manifold* correspondente a maior vazão anual, acumulada e menor custo de linha. Para isso, inicialmente é calculado o ponto de equilíbrio de vazão no *manifold* em uma posição inicial arbitrária.

Primeiramente, para que seja obtido o equilíbrio, a pressão de chegada no *manifold* deve ser igual para todos os poços, devido às condições de operação do equipamento.

Desta forma, a vazão de equilíbrio é obtida de maneira iterativa no trajeto do poço até o *manifold* e do *manifold* até o separador, através do encontro da curva de pressão disponível do reservatório e a curva de pressão requerida calculando perdas de carga da coluna de produção, *flowline* e *riser*.

Para o cálculo da vazão de equilíbrio no *manifold* são utilizados como dados de entrada: As propriedades do fluido (ºAPI do óleo, massa específica do gás e densidade da água, RGO e BSW); a pressão estática do reservatório; índice de produtividade; temperatura e pressão no separador; e temperatura no *flowline* e no *riser* para cada poço. Através desses dados, calcula-se primeiramente a perda de carga no sistema poço-*manifold* e, consequentemente, a pressão de chegada no *manifold* e, em seguida, a perda de carga no sistema *manifold*-separador, a pressão de chegada no separador e vazão no *manifold*. Quando a convergência nesses dois sistemas é atingida, a vazão de equilíbrio é alcançada.

Assim, dado um determinado ano a_n, a vazão no *manifold* é calculada para diversas posições de forma exaustiva seguindo uma busca circular incremental. Quando a busca atinge seu raio máximo, um novo cálculo da vazão no *manifold* é feito a partir da posição inicial da busca considerando os novos parâmetros operacionais e características no reservatório no ano a_{n+1}, até que se atinja o raio máximo. Dentre os valores calculados. encontra-se o maior valor que será a máxima vazão anual de óleo.

Esse procedimento é repetido para todos os anos de produção do campo. Ao final de todos os anos de produção, a vazão no *manifold* respectiva a cada ano é somada e multiplicada pelo número de dias de um ano, para que seja obtida a produção acumulada. Em seguida, conhecendo todos esses valores, busca-se o maior valor, que será o maior valor de produção acumulada.

Paralelamente, a busca circular incremental exaustiva da posição do *manifold* é realizada, a fim de se encontrar a posição correspondente ao menor custo de linha. Esse valor é baseado no tipo, função, diâmetro e acessórios da linha. A posição correspondente ao menor valor de custo de linha é igual em todos os anos, já que não depende das propriedades do fluido e do reservatório. A finalidade da busca da posição de menor custo de linha é fazer uma análise comparativa do custo de linha nas posições de máxima vazão anual e máxima produção acumulada.

1.4 Revisão Bibliográfica

O problema de locação de facilidades de uma maneira geral, não somente aplicado a sistemas submarinos, é algo que vem sendo estudado desde o final do século XX. Em 1998, LOVE *et al.*[12] expuseram o problema da locação de poços num sistema de irrigação onde o objetivo era minimizar o comprimento de dutos conectados. Conforme a complexidade dos problemas foi aumentando, outros métodos para o problema de locação do espaço contínuo foram utilizados, dentre eles o mais conhecido é o problema de Weber Multicomponentes.

Apesar da Área da Gestão e Pesquisa Operacional haver estudado bastante o problema de locação e introduzido muitos métodos matemáticos importantes, pouca atenção foi dada para a otimização dos projetos de arranjos submarinos. Essa etapa é significativamente importante, pois a seleção, tamanho e posicionamentos de plataformas, *manifolds* e demais equipamentos pode reduzir significativamente o custo do projeto. Algumas alternativas foram propostas e aos poucos o cenário de otimização de um arranjo submarino, como um todo, vem sido construído ao longo do tempo.

DEVINE e LESSO [13] desenvolveram um método, em 1969, para encontrar o mínimo da distância perfurada e número de perfurações somado ao custo da plataforma fixas em função do seu tamanho e posicionamento usando um algoritmo de "locação-alocação alternada". Para isso, é assumido que o número de plataformas é fixo e vez que o número de plataformas no campo foi limitado e, normalmente, pequeno, o problema pôde ser resolvido diversas vezes para quantidades distintas de plataformas. Os autores afirmaram que poderiam variar de um problema real já que existem diversos parâmetros que variam, como o custo de perfuração, as condições reais do campo, padrões de poluição, entre outros.

Em 1973, FRAIR e DEVINE [14] aprofundaram o conceito apresentado anteriormente para incluir o tempo de parada dos poços assumindo que haja um plano de produção. O objetivo era maximizar o Valor Presente Líquido (VPL) e para isso o autor sugeriu a programação não linear inteira mista. Uma vez que o pacote de Programação Inteira Mista para o custo efetivo não estava disponível, os autores sugeriram dividir em dois subproblemas independentes. Um subproblema foi destinado à localização de plataformas e alocação de poços. Outro subproblema foi destinado ao plano de desenvolvimento das atividades de perfuração de poços. No entanto, como este problema

se estende a outras facilidades de produção além da unidade de produção, a decomposição do problema se tornou complexa e sujeita à subotimizações.

Em 1975, DOGRU [15] considerou um problema que maximiza o VPL. O autor usou Programação Não Linear Inteira Mista para dimensionar e posicionar a plataforma, desenvolvendo uma rede de dutos e um plano de produção. Procedimentos de posicionamento adicionais de unidades de produção foram considerados de forma a aperfeiçoar o algoritmo de "locação-alocação alternativa" de DEVINE e LESSO [13].

ODELL e ROSING [16] estudaram o problema de desenvolvimento offshore no qual a quantidade de óleo recuperada por poço é variável. Os autores propuseram um método para maximizar o VPL. GRIMMETT e STARTMZMAN [17] baseado nos estudos prévios desenvolveu um modelo de desenvolvimento de campo. O modelo continha uma função matemática que representa o investimento a ser minimizado e todas as restrições de projeto relativas ao desenvolvimento do projeto. Ele abrange todos os custos físicos offshore conhecidos na época e fatores de projeto, como se o poço será vertical ou direcional, seleção de *templates*, *manifolds* e unidades de produção, custo de perfuração, custo de plataforma, *templates*, posição e localização do *manifold*, restrições físicas no leito marinho, entre outros.

Após algumas décadas, ainda relacionado à otimização dos elementos de um arranjo submarino, ALBRECHT [18] desenvolveu um algoritmo evolutivo aplicado à síntese e otimização de sistemas de ancoragem de unidades de produção onde alguns métodos de otimização são comparados baseados nos conceitos de evolução populacional, como Algoritmos Genéticos e Enxame de Partículas e como eles são aplicados ao projeto de sistemas de ancoragem para águas profundas.

BAIOCO [19], ainda no campo de algoritmos evolutivos, desenvolveu um trabalho de verificação de rotas de dutos submarinos viáveis atendendo aos critérios de estabilidade hidrodinâmica, visando minimizar os custos de dutos submarinos e considerando cargas ambientais hidrostáticas e hidrodinâmicas de corrente e onda. A mesma autora em sua tese, ainda buscando a minimização dos custos de duto, seguiu os estudos de rotas de dutos submarinos viáveis, porém considerando além dos critérios de estabilidade hidrodinâmica, a fadiga devido a vibrações induzidas por vórtices (VIV) em dutos em vão livres. Além disso, considerou a perda de carga ocasionada pelo fluxo multifásico do fluido através da maximização da vazão. Esses dois critérios foram

incorporados ao algoritmo evolutivo multi-objetivo. Foram considerados trechos apoiados e suspensos de dutos submarinos e o critério de escoamento foi analisado segundo correlações de fluxo multifásico para dutos inclinados [20].

Seguindo o método de otimização por algoritmos genéticos, ABREU [21] estudou o posicionamento de unidades de produção considerando um dado arranjo submarino pré-estabelecido como tipo de ancoragem, a batimetria do leito marinho e a produção de cada poço, o objetivo foi minimizar o custo do sistema submarino e maximização da produção de óleo total.

O problema do posicionamento de *manifolds* no ramo de petróleo que vem sendo bastante estudado. ROSA e FERREIRA FILHO [22] apresentaram uma metodologia para a localização de *manifolds* submarinos de produção e uma unidade de produção no qual seu objetivo é maximizar o valor presente líquido de um projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo offshore. Eles propuseram um método iterativo para resolver o problema tanto de otimização quanto de estudo de análise de cenários. As simplificações do modelo foram:

- O fundo marinho é considerado plano e horizontal;
- É assumido que há manutenção de pressão no reservatório por injeção de água para o cálculo da vazão de óleo ao longo do tempo de produção;
- As curvas de pressão requerida (TPR) e pressão disponível (IPR) são lineares e calculadas nas cabeças dos poços e *manifolds* de produção;
- A lâmina d'água é constante para qualquer posição do *manifold* e plataforma;
- O Valor Presente Líquido do projeto é calculado descontando-se as receitas anuais de óleo produzido no dado período.

O trabalho conclui que em um projeto preliminar é possível com nível de confiança significativo definir a localização ótima de plataformas e *manifolds* e a quantidade. ROSA e FERREIRA FILHO [22] chegaram a um modelo que alcança bons resultados a um baixo custo computacional.

CASTIÑEIRA [23] propôs um método para o posicionamento de um *manifold* submarino em relação a um conjunto de poços através do método de algoritmos genéticos.

Esse método tem como objetivo escolher a alternativa ótima que maximize a vazão de produção do campo. Ela leva em consideração as características do fluido produzido e as pressões requeridas relativas aos trechos verticais, horizontais ou inclinados de escoamento envolvidos na produção.

Em termos de simplificações, foram consideradas as seguintes condições:

- Não é considerada a curva de produção do campo para a depleção e consequente variação da vazão de produção, sendo assim, os dados inseridos apenas consideram a vida produtiva inicial do campo;
- Foram considerados trechos retos de tubulação e não foram considerados modelos de catenária para o *riser* de produção;
- Não foram considerados para os cálculos de pressão a abertura ou fechamento de choke no *manifold*;
- Não foi considerada variação de temperatura ao longo da coluna, todo o escoamento tem temperatura média fixa;
- Apenas um *manifold* é conectado ao conjunto de poços;
- Não são considerados equipamentos de ligação de dutos e *manifolds* como PLETs e *jumpers*.

CASTIÑEIRA [23] concluiu que o método foi eficaz e que a proximidade do *manifold* submarino dos poços com maior índice de produtividade (IP) maximiza a produção global do campo, apesar da produção dos poços de menor IP ser inviabilizada caso o *manifold* esteja muito distante. Sendo assim, conclui-se que a melhor alternativa seria aproximar o *manifold* dos poços de maior vazão, visando minimizar a perda de carga por friccção gerado pelo grande comprimento da *flowline* aumentando a vazão de óleo na entrada do equipamento.

Seguindo o estudo de CASTIÑEIRA [23], BAIOCO *et al*. [24] investigaram a importância de analisar parâmetros de produção como BSW e RGO no processo de otimização do posicionamento do *manifold* através do método de Evolução Diferencial (DE) visando a máxima vazão de óleo. Estudos de caso foram elaborados considerando que BSW e RGO para cada poços não varia e considerando a variação desses parâmetros. Conclui-se que a posição ótima do *manifold* varia com a mudança dos parâmetros e em nenhum dos casos coincide com o centroide dos poços. Além disso, dos resultados

obtidos se deduziu que conforme os valores de BSW e RGO aumentam, a posição ótima do *manifold* tende a aproximar-se dos poços de maior índice de produtividade. O estudo confirma a importância de avaliar a posição do *manifold* para maximizar a vazão de óleo.

BENTHER [25] fez a análise do comportamento das curvas de pressão requerida na produção de poços de petróleo utilizando a metodologia de análise nodal nos sistemas de produção. Através dela, determinou a vazão de fluxo nos poços considerando a geometria do poço, perdas de carga entre outros fatores. Ainda foi realizado um estudo de sensibilidade com as variáveis BSW, RGO, pressão estática e diâmetro da tubulação, visando observar a variação de vazão de líquido nos poços e pressão de fundo de poço.

Este estudo é de extrema importância para o entendimento do comportamento dos poços na presente dissertação no quesito ganhos e perdas de pressão de fundo de poço e vazão de líquido na variação do BSW, RGO e pressão estática.

Para poços horizontais, cuja parcela de atrito é mais significativa que a gravitacional, para os dois estudos de caso apresentado, concluiu que o aumento do BSW causou perda na vazão de líquido e aumento da perda de carga, já que a densidade da mistura aumenta conforme a quantidade de água aumenta.

Quanto ao RGO, concluiu que o incremento nesse parâmetro causa o aumento a vazão de líquido produzido e diminui a perda de carga devido à redução da densidade da mistura de fluidos na coluna para poços verticais, porém nos poços horizontais observa-se que para altas vazões e alto RGO a alteração do RGO não altera na curva de desempenho de elevação vertical.

Finalmente, seus estudos de caso os poços horizontais indicam que a queda de pressão no reservatório faz com que a vazão de líquido reduza significativamente ao ponto de que seja capaz de introduzir instabilidade ao sistema demonstrando, segundo o autor, a clara relação entre a produção e a pressão do reservatório.

MONTEIRO [26] estudou a localização de *manifolds* submarinos levando em conta os critérios de índice de produtividade e proximidade dos poços. O trabalho considera as vazões produzidas, a estrutura geográfica de maneira simplificada do campo e a análise econômica transcorridos vinte anos de produção.

Em diversos cenários, foram comparados o cálculo da receita e o Valor Presente Líquido (VPL) de cada um deles, considerando o preço do óleo fixo durante a produção

e calculando os custos operacionais e variáveis. Além disso, é efetuada a análise de sensibilidade do impacto do custo do *manifold* no VPL.

Em termos de simplificação, foram considerados:

- Oito poços produtores perfurados em um mesmo reservatório conectados à mesma UEP;
- Modelo *Black-Oil* para a simulação de fluxo;
- Sistema termicamente isolado e perfil de temperatura média para todo o sistema;
- Lâmina d'água constante em todo o leito marinho;
- Componentes de completação de poço não são considerados e a arquitetura interna da árvore de natal e *manifolds*.

WANG *et al.* [27] desenvolveram um método matemático para o problema de clusterização de poços através do uso de *manifold*, visando não somente otimizar o custo dos *flowlines* através do processo de otimização por locação-alocação, como também otimizar o número de *slots* no *manifold* através do processo de otimização não-linear.

O número de *manifolds* foi obtido através da comparação dos resultados para diferentes números de *manifolds*. ORTIZ [28] segue o algoritmo de WANG *et al.* [27] considerando que o número de slots do *manifold* é fixo e comprova a eficiência do algoritmo através de estudos de caso.

Em WANG *et al.* [29], novamente foi desenvolvido um modelo de otimização para cluster *manifolds* porém considerando o uso de PLEM (*Pipeline End Manifolds*). Nesse artigo, os autores novamente destacam a importância do estudo do arranjo submarino quanto à questão da otimização e também expõem as dificuldades de instalação de *manifolds* muito grandes.

1.5 Organização do Texto

O texto da tese está organizado da seguinte maneira:

No Capítulo 1 é apresentado o contexto, motivação e objetivo da dissertação e a revisão bibliográfica abordando estudos de otimização na indústria offshore como um todo e, principalmente, na área de posicionamento de *manifolds*.

No Capítulo 2 são apresentados alguns equipamentos relevantes no sistema de arranjo submarino, suas funcionalidades e características.

No Capítulo 3 são abordados os fundamentos básicos de produção na disciplina de engenharia básica, visando entender como ocorre o fluxo de fluido pela rocha reservatório e os mecanismos que impactam a produção.

No Capítulo 4 são apontados todos os conceitos sobre escoamento multifásico que embasam os casos aplicados nessa dissertação, principalmente no que diz respeito as propriedades dos fluidos, parâmetros operacionais e sobre os parâmetros estudados, RGO, BSW, IP, a definição de cada um e como são medidos.

No Capítulo 5 é exibida a modelagem do problema, quais são as considerações, simplificações feitas e parâmetros do modelo.

No Capítulo 6 é desenvolvido o estudo de caso, onde são considerados os conjuntos de casos diferentes tais que o índice de produtividade e pressão estática variam linearmente para três inclinações de reta diferente e de forma logarítmica.

Por fim, no Capítulo 7 a dissertação é concluída, indicando quais foram os padrões e afirmações gerais para todos os casos e são apresentadas as propostas de trabalhos futuros.

Adicionalmente, além das referências bibliográficas necessárias para o trabalho é incluído um apêndice com algumas das correlações importantes para o desenvolvimento dos casos estudados, razão de solubilidade, fator volume de formação de óleo, fator volume de formação de gás e viscosidade do óleo.

Capítulo 2 - Sistema de Produção Submarino

O sistema de produção submarino ou arranjo submarino basicamente é composto de poços submarinos completados, cabeça de poço submarina, *flowlines*, *risers*, conexões submarinas e equipamentos submarinos e facilidades de controle para operar o poço. Um arranjo submarino pode variar desde de poços satélites ligados a uma unidade de produção através de linhas de produção, diversos poços conectados a um *manifold* e este conectado a uma plataforma até um *manifold* diretamente para uma facilidade terrestre (*subsea-to-shore*).

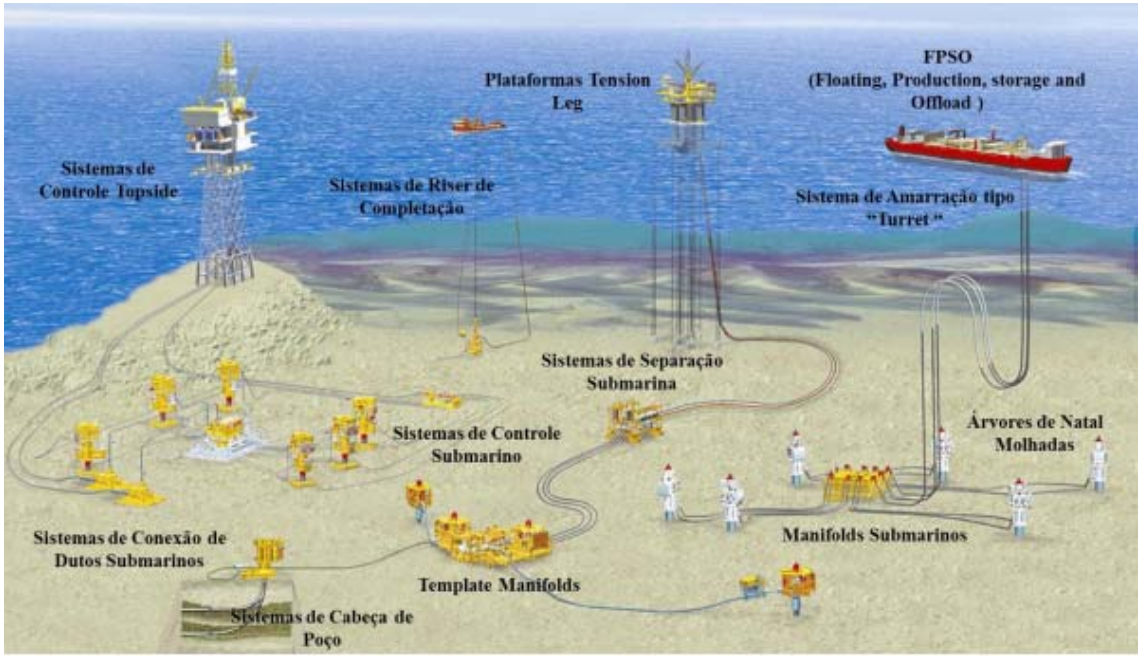

Figura 2.1 – Exemplo de um arranjo submarino típico. Fonte: [30].

Os custos referentes a um projeto de produção submarino incluem tanto os custos operacionais (OPEX), quanto os custos de investimento em bens de capital (CAPEX) como mostra a Figura 2.2.

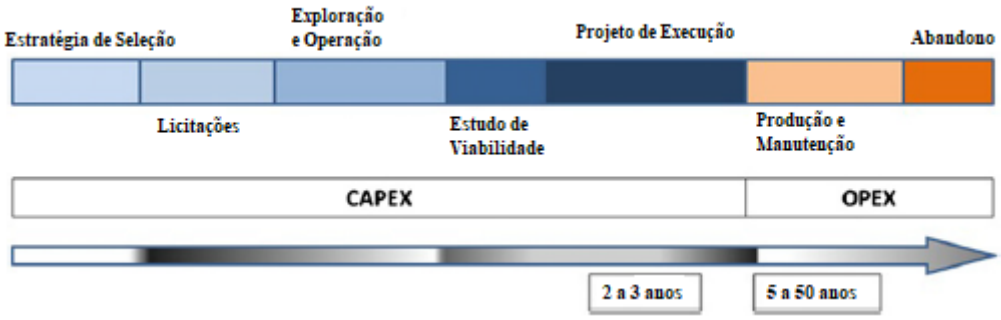

Figura 2.2 – Custos referentes a OPEX e CAPEX. Fonte: [1].

As estimativas de custo são feitas com diversas finalidades e os métodos e precisão desejados dependem da estratégia de cada operadora. De acordo com BAI e BAI [1], para a estimativa de custo preliminar de um estudo de viabilidade, a precisão varia em torno de 30%.

Em termos de CAPEX para projetos em águas profundas, os custos mais significativos são em equipamentos, testes, instalação e comissionamento. No entanto, vale lembrar que o custo com *flowlines*, *risers* e umbilicais representa 20% do CAPEX do projeto conforme já mencionado na Figura 1.4.

Para os projetos submarinos existem fatores específicos que afetam os custos como: a distância a infraestruturas já existentes que afetam o comprimento de linhas e umbilicais; a faixa de temperatura e projeto do equipamento; características do reservatório que também afetam a faixa de pressão e temperatura para o projeto dos equipamentos e lâmina d'água que afeta a configuração do *riser* e consequentemente seu comprimento. A Figura 2.3 mostra um diagrama das facilidades e quais são os parâmetros de projeto necessários que devem ser considerados para projetá-las.

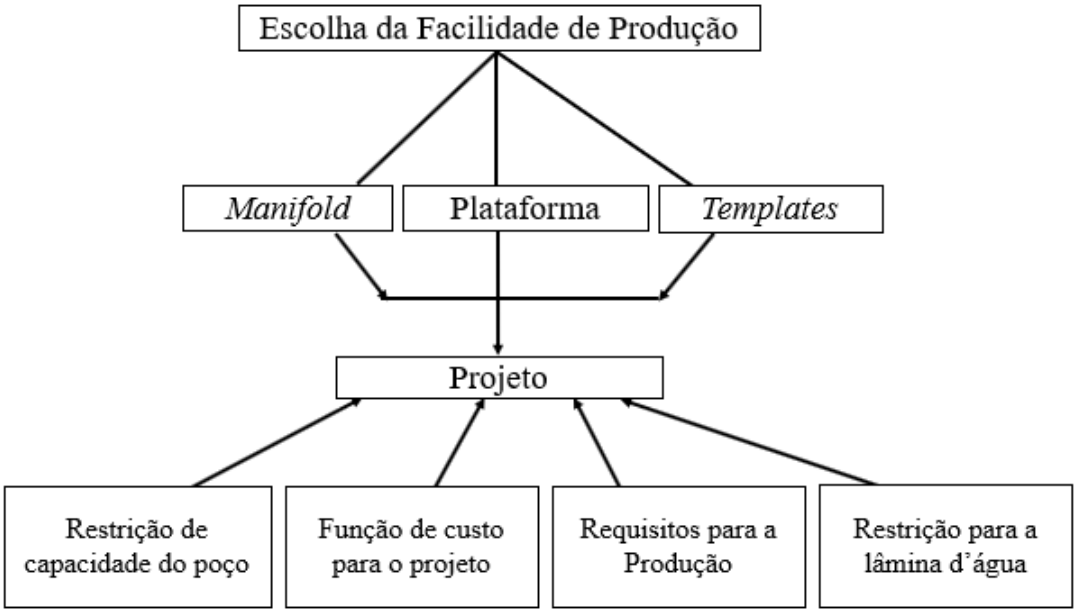

Figura 2.3 – Parâmetros de projeto mais relevantes para ser considerado para o projeto de produção submarino. Fonte: Figura adaptada de [17].

As secções a seguir explicam brevemente cada um dos componentes de um arranjo submarino e explicitam a estimativa de custos de *flowlines*.

2.1 Arranjos Submarinos

Existem diversas configurações de conexões as árvores de natal e equipamentos de acordo com o projeto submarino para a produção do campo. A cada uma das configurações denomina-se arranjo ou arquitetura submarina. A seleção da melhor arquitetura irá depender da relação de dispersão dos poços submarinos, características dos fluidos produzidos e/ou injetados, a garantia de escoamento, projeto de sistema de medição dos poços e apropriação e pagamento de tributos [31]. Os arranjos ou arquiteturas submarinas são divididas em dois tipos de configuração: poços satélites e arranjos compartilhados.

A configuração em poços satélites consiste em conectar os poços a unidade de produção de forma direta. A utilização desse tipo de arquitetura submarina tem como vantagem maior flexibilidade e eficiência operacional já que as alterações operacionais podem ser realizadas individualmente para cada poço e caso seja identificado algum problema em uma árvore de natal não afetará a produção dos demais poços. Como

desvantagem apresenta o alto custo de aquisição e instalação e maiores gastos em comprimento de linha.

A arquitetura compartilhada consiste em dois ou mais poços conectados a uma única linha que irá conectar-se a unidade de produção. Esse tipo de arquitetura serve tanto para sistemas de produção como injeção e controle. A vantagem da utilização desse arranjo é a redução do custo de implementação do sistema, redução no comprimento de linha e riscos de interferências entre *risers* e *flowlines* e linhas de ancoragem, menor tempo de operação na unidade de produção, visto a possibilidade de interligar mais poços de maneira mais rápida. Contrariamente à arquitetura de poços satélites tem como desvantagem a menor flexibilidade e eficiência operacional.

Existem quatro tipos de sistemas compartilhados que vem sendo muito utilizados em arranjos submarinos: Anéis de coleta, *trunklines*, poços ligados a um *manifold* e poços ligados em *piggyback*.

O anel de coleta mostrado na Figura 2.4 [31] consiste em uma linha que conecta diversos poços e possui duas extremidades ligadas a unidade de produção possibilitando tanto a produção como a injeção por cada extremidade.

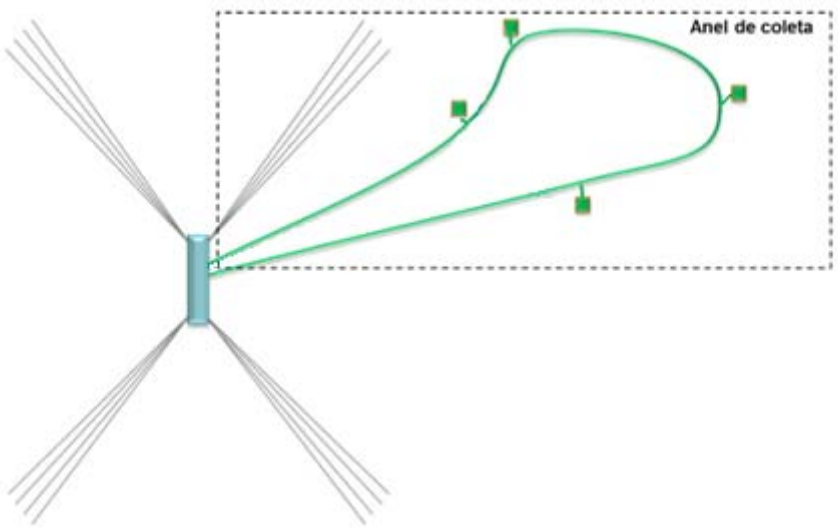

Figura 2.4 – Representação da configuração submarina anel de coleta. Fonte: [31].

O *trunkline* mostrado na Figura 2.5 é caracterizado por uma linha que interliga todos os poços e conecta a unidade de produção. Geralmente, no final da linha existe um lançador de PIG, equipamento usado para a limpeza ou inspeção de poços quando a formação de hidratos ou parafinas [31].

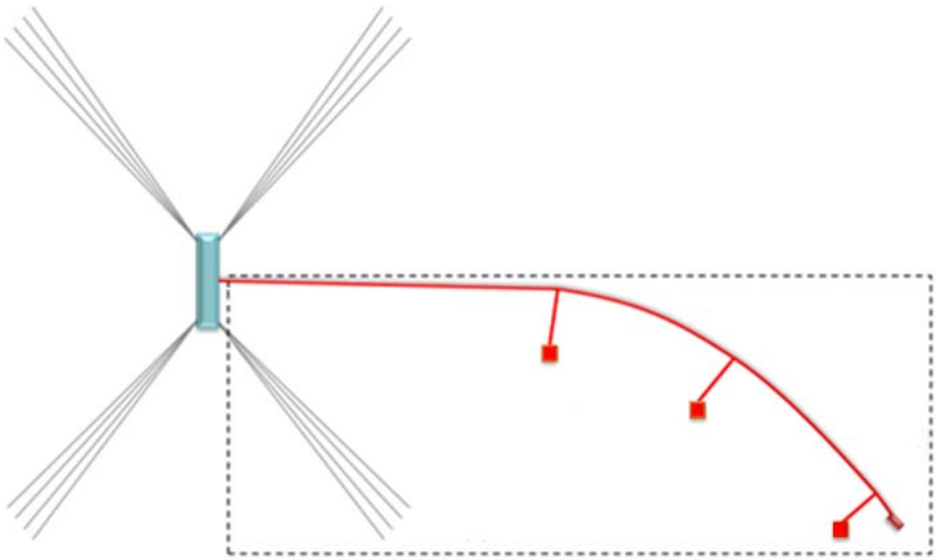

Figura 2.5 – Representação da configuração submarina *trunkline*. Fonte: [31].

Os poços ligados a um *manifold* tem como finalidade agrupar poços de características semelhantes e localização geográfica próxima com fim de reduzir o número de linhas que chegam a unidade de produção por falta de espaço ou peso excessivo na região do *balcony*. Mais detalhes sobre *manifolds* são explicados na seção 2.3

Os poços ligados em *piggyback*, como mostrados na Figura 2.6, é utilizado em caso de poços próximos, tem como característica a instalação de uma árvore de natal molhada principal, que é interligada a outra árvore de natal possibilitando a produção dos poços e injeção nos poços por uma única linha.

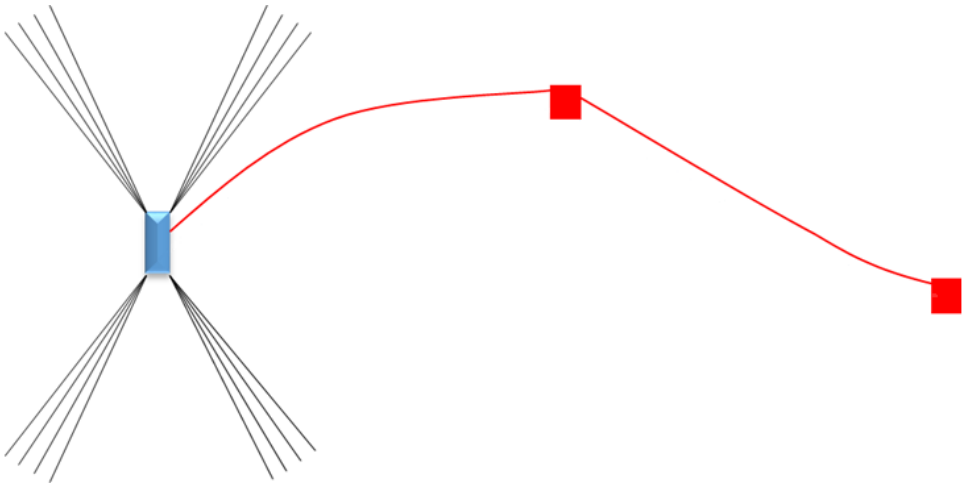

Figura 2.6 – Representação da configuração submarina *piggyback*. Fonte: [31].

2.2 Projeto de Arranjo Submarino

O projeto de arranjo submarino é realizado em etapas que estão resumidas pela Figura 2.7. Primeiramente, para o traçado dos dutos e definição da localização dos equipamentos são definidas as coordenadas x, y, z e objetivo inicial e final de cada poço perfurado. Essa informação vem da equipe de reservatório que estuda sua morfologia e estima as melhores posições visando a otimização da drenagem dos hidrocarbonetos.

Em seguida, o critério de interferência, chamado de "bolha de fundo" ou diagrama de probabilidade de interferência, que mostra a tendência de deriva da sonda ou navio, em caso de perda do posicionamento dinâmico (no caso das unidades de produção com posicionamento dinâmico, como o FPSO). Curvas aproximadamente elípticas são traçadas e variam de embarcação para embarcação e de região para região, de acordo com as condições ambientais. Estas unidades flutuantes também possuem uma bolha de superfície, definida pelas zonas de uma determinada operação no campo, como o *offloading*, e a possibilidade de coexistência entre estas, define a flexibilidade do cronograma e atividades conflitantes.

Definidas as coordendas x, y, z e o diagrama de restrições, são identificadas as zonas de favorabilidade dos equipamentos e dutos. Ambos devem respeitar o relevo submarino a fim de evitar trechos muito inclinados, que possam oferecer riscos tanto para a estabilidade dos dutos como a instalação dos equipamentos submarinos e a garantia de escoamento. Também devem desviar dos obstáculos naturais, devido medidas de proteção ambiental e a própria estabilidade dos dutos e funcionabilidade dos equipamentos. Da mesma forma, deve ser respeitado o raio de ancoragem, ou seja, nem dutos nem equipamentos podem ser instalados dentro da zona onde está situada a anconragem da UEP.

Dentro da possibilidade do arranjo submarino, deve ser evitado o cruzamento de dutos, pois pode haver a necessidade de recolhimento de um certo trecho de duto e comprometeria o duto que está situado acima no cruzamento.

Por fim, avalia-se o próprio raio de operação dos poços, para operações de intervenção no poço, ou seja, equipamentos nem linhas podem ser instaladas dentro dessa zona de operação. Da mesma forma e de motivo similar ao dos poços, cada equipamento possui sua própria zona de operação onde nenhum duto pode estar situado.

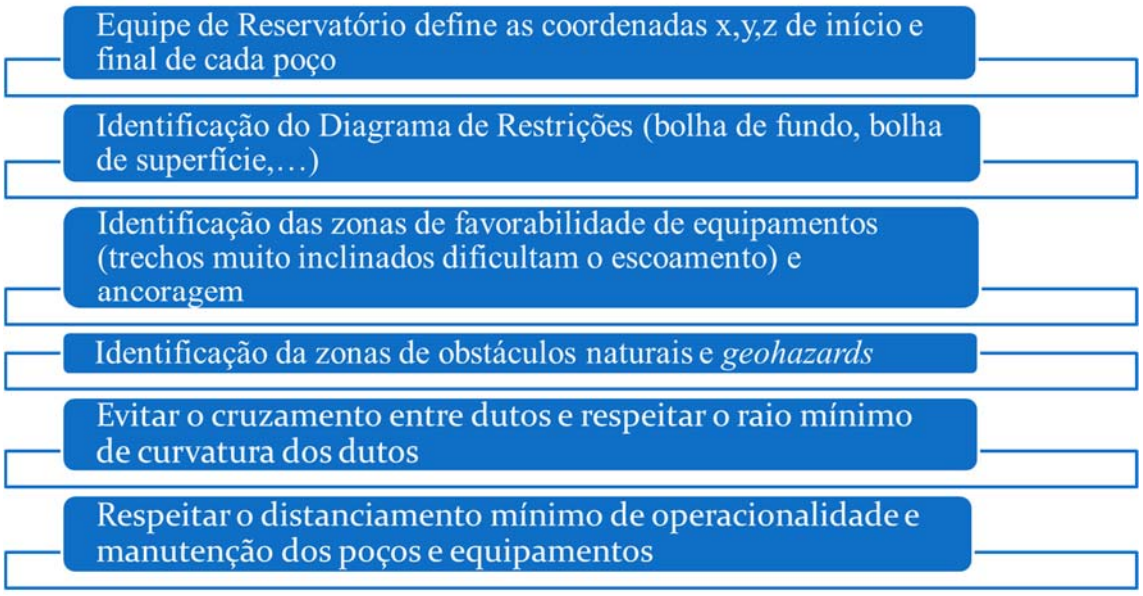

Figura 2.7 – Etapas de um projeto submarino.

2.3 *Manifolds*

2.3.1 Conceitos básicos

Os *manifolds* submarinos mostrado na Figura 2.8 têm sido utilizados em desenvolvimento de campos de óleo e gás para simplificar o sistema submarino, minimizar o uso de dutos submarinos e *risers* e otimizar o escoamento de fluido produzido no sistema. Este equipamento combina tubulações e/ou válvulas projetadas para combinar, distribuir, controlar e às vezes monitorar o escoamento de fluidos de um conjunto de poços no leito marinho.

Existe uma variedade de *manifolds* desde um simples PLEM (*Pipeline End Manifold*) até estruturas gigantes como um sistema de processamento submarino inteiro. O PLEM é um dos tipos mais comuns dessa categoria [1]. Ele é conectado diretamente com dutos e sua instalação é considerada um dos principais fatores no arranjo submarino.

Um sistema de *manifold* submarino, usualmente, além do *manifold* propriamente dito, possui uma fundação e é estruturalmente independente dos poços. Os poços e os dutos são conectados ao equipamento por *jumpers*. A estrutura de suporte é a interface entre o *manifold* e fundação e, portanto, fornece as facilidades necessárias para guiar, nivelar e orientá-lo em relação à fundação. Essa conexão é importante, pois permite que

o equipamento seja recolhido e reinstalado com bastante precisão e que os jumpers de produção e de poços sejam reutilizados [1].

O *manifold* é formado por diversos elementos, tais como, a base estrutural com tubulação, válvulas, módulo de controle, *pigging loop*, medidores de escoamento, etc. A base proporciona suporte estrutural para o *manifold*. Ela pode assumir diversas formas de fixação ao leito marinho dependendo das condições do solo marinho e do tamanho do *manifold* [1].

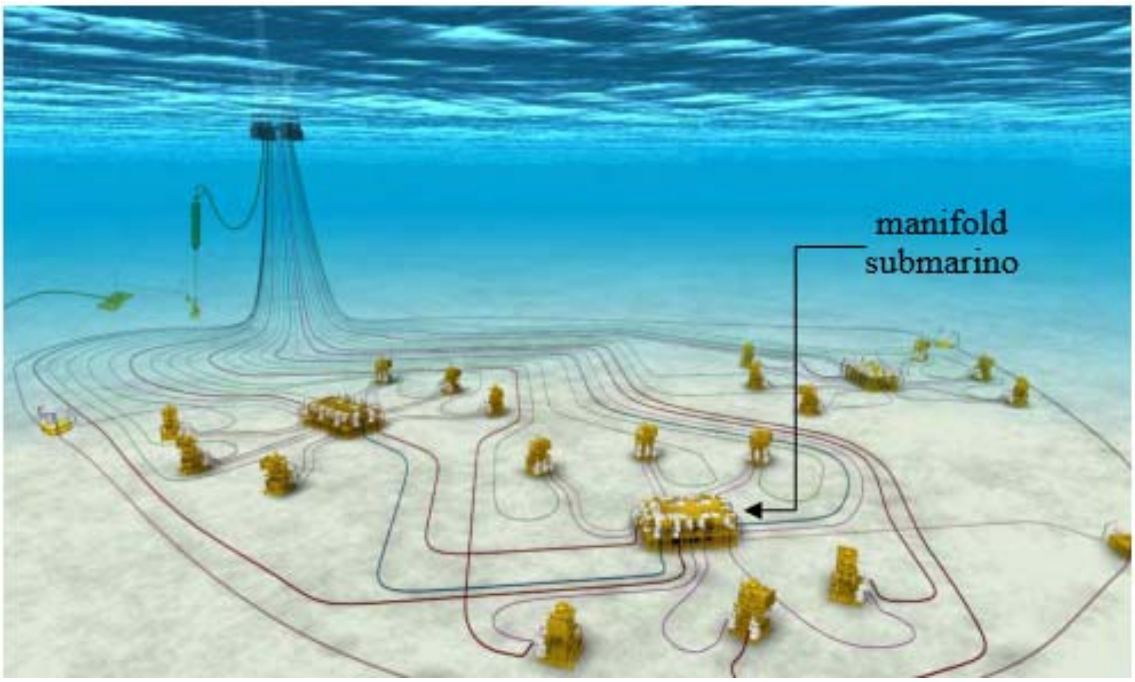

Figura 2.8 – Representação de um *manifold* em um arranjo submarino. Fonte: [32].

2.3.2 Funções de um *manifold*

Segundo BAI e BAI [1], as funções e propósitos do *manifold* submarino podem ser resumidas em:

- Fornecer uma interface entre a tubulação de produção e o poço;
- Coletar os fluidos produzidos de poços submarinos individuais;
- Distribuir o fluido produzido, injetar gás e/ou químicos e controlar os fluidos produzidos;
- Distribuir o sistema hidráulico e elétrico.

Outras funções específicas que pode ser atribuída a um *manifold*:

- *Manifold* de produção e/ou teste, para controle do escoamento de um poço individual nas cabeças de teste e produção, os quais estão conectados com dutos;
- *Manifolds* de gás *lift*, para injetar gás dentro da coluna de produção para tornar menos densa a coluna de fluido de forma a aumentar a produção de óleo;
- *Manifolds* do tipo *Choke* e *Kill* para o controle das operações de poço.

2.3.3 Gerações de *manifolds*

A primeira geração de *manifolds* foi projetada para operar em lâminas d'água de até mil metros e possuía no topo da base suporte quatro pontas de alçamento. Um sistema de nivelamento foi projetado para compensar até 2º graus de inclinação e, em sua maioria, possuía quatro *chokes* removíveis e módulos de válvulas. Nessa geração, o equipamento foi projetado, especialmente, visando garantir a confiabilidade e instalação em qualquer condição do solo, mas o design resultou em um *manifold* grande e pesado, o qual a instalação se tornou cara [1].

Já a segunda geração de *manifolds* foi projetada para lâminas d'água mais profundas, portanto o equipamento foi desenvolvido de forma que dispensava a presença de mergulhadores para a instalação (*diverless*). Além disso, não só o peso do equipamento submarino foi reduzido nessa geração, como também o tamanho.

Não houve necessidade de instalação da base submarina, pois realizou-se uma análise geomecânica do solo que confirmou que não havia necessidade de fundações especiais. A estrutura do *manifold* já possuía um *mudmat* com *skirt* em sua base, que foi projetado para compensar a inclinação do leito marinho. Portanto, não foi requerido sistema de nivelamento adicional.

Apesar da redução no tamanho e peso, outra razão para a redução do custo da instalação foi a introdução do ponto central para içamento, que permite que o *manifold* seja erguido de forma simplificada durante o transporte e fase de desenvolvimento. A Tabela 2.1 mostra as principais diferenças entre a primeira e segunda geração de *manifolds*.

Tabela 2.1 – Comparação entre *manifolds* de primeira e segunda geração. Fonte: [1]

Características	Primeira Geração	Segunda Geração
Dimensões (m)	19 (L) x 14 (W) x 7 (H)	12 (L) x 12 (W) x 6 (H)
Peso (ton)	400	160
***Well* slots**	8	8
Preço (valor relativo)	100%	70%
Operação ROV	Ancorado na estrutura	Assentado no topo do *manifold*
Sistema de Controle	Multiplexado/Eletro hidráulico	Multiplexado/Eletro hidráulico
Módulos removíveis	Módulo de controle e válvulas/*chokes*	Módulo de Controle
Sistema de Conexão	Vertical	Vertical
Base submarina	Independente	Fixa
Ponto de levantamento	4	1 central
Sistema de nivelamento	Sim	Não

Os componentes de um *manifold* como cabeça, válvulas, pontos de conexão de dutos, pontos de conexão para módulos de medição multifásicos, e linhas hidráulicas e elétricas são projetados para operar sem manutenção durante toda a vida de projeto do *manifold*. Além disso, os componentes como módulos de *choke*, módulos de controle submarino, e módulos de medição multifásicos são projetados para serem removidos. A Figura 2.9 mostra um tipo de válvula de *manifold*.

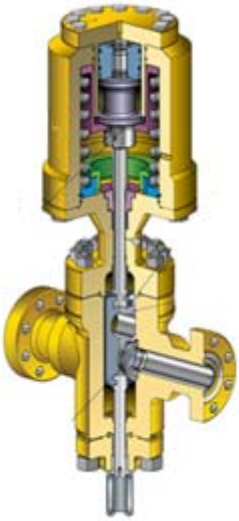

Figura 2.9 – Exemplo de uma válvula de *manifold*. Fonte: [1].

As válvulas de um *manifold* são montadas com um sistema de tubulação para controlar a produção e injeção de fluidos. A confiabilidade de um *manifold* submarino é fortemente dependente das válvulas porque o escoamento ocorre diretamente através delas. Num *manifold* do tipo *diverless*, essas válvulas são hidraulicamente ativadas do tipo liga-desliga e são usadas para direcionar o fluxo para cabeça de produção do *manifold* ou são usadas em linhas para injeção de químicos. Além disso, usualmente, o *manifold* é projetado para permitir a passagem de PIGs.

2.4 *Risers, Flowlines e Pipelines*

Flowlines, que estão apoiados no leito marinho, são tubulações submarinas que são usadas para conectar a cabeça de poço com um *manifold* ou a unidade de produção. Podem ser dutos rígidos ou flexíveis e são capazes de transportar petroquímicos, injetar água, gases ou químicos. Quando há a necessidade de *pigging*, os *flowlines* são conectados válvulas ou conectores configurados para permitir o equipamento de *pigging* circular. Além disso, o *flowline* pode ser um duto único ou múltiplas linhas em *bundle* [1].

O *riser* é o trecho suspenso do duto marinho e pode variar entre 3 a 12 polegadas de diâmetro. Seu comprimento é definido pela lâmina d'água e por sua configuração (catenária, *lazy wave*, entre outras). Da mesma forma que o *flowline* pode ser rígido ou flexível.

Ambos devem ser devidamente envolvidos por uma camada de isolamento térmico para evitar problemas de garantia de escoamento ao percorrer o leito marinho.

De acordo com a função as linhas submarinas podem ser classificadas como:

1. *Flowline* ou *riser* de produção: responsável por transportar a produção de óleo e gás, somente óleo ou somente gás das árvores de natal ou de um *manifold* para a unidade de produção;
2. *Flowline* ou *riser* de injeção: responsável por transportar o fluido de injeção da unidade de produção até as árvores de natal ou *manifold* de injeção;
3. Duto de exportação ou *pipeline*: responsáveis por transportar o óleo ou gás tratado na unidade produção para ser exportado para a costa ou uma unidade de armazenamento;

4. *Flowline* ou *riser* de serviço: responsável por transportar fluidos de serviço da unidade de produção para a árvore de natal ou *manifold* podendo fornecer ao poço elevação artificial, como gás *lift*, recirculação de fluidos, limpeza do duto e permitir passagem de pigs para inspeção e limpeza.
5. *Flowline* ou *riser* de descarte: responsável por transporte fluido de descarte para reinjeção no poço, como água do mar tratada ou outros, da unidade de produção até a árvore de natal.
6. *Flowline* ou *riser* de controle: usualmente chamado de umbilical e responsável por transportar os fluidos de comando hidráulico ou eletro-hidráulico ou injeção de químicos da unidade de produção até a unidade de produção ou *manifold* de controle, a fim de transmitir sinais elétricos de acionamento e dados dos sensores de fechamento e abertura de válvulas.

Os principais fatores relativos aos custos nas *flowlines* são: tipo (rígido ou flexível), tamanho (diâmetro e espessura de parede, baseados na faixa de temperatura e pressão); classe do material; revestimento e comprimento.

O aço usado na indústria de óleo e gás varia entre materiais de aço carbono até aços mais sofisticados como duplex. Quanto maior o grau do aço, maior o preço. No entanto, como o desenvolvimento da tecnologia, o preço de aços de graus mais altos vem sido reduzidos e por isso vem sido usado.

Os *flowlines* e *risers* flexíveis vem sido muito utilizados em projetos de arranjos submarinos devido à rápida e fácil operação de conexão. No entanto, o custo é consideravelmente mais alto que os rígidos. Esse problema pode ser contornado reduzindo o custo de instalação das linhas. Além disso, quanto maior o diâmetro do *flowline* e do *riser*, maior será o seu custo.

Inspirado em BAI e BAI [1], o custo das linhas tanto do trecho de *flowline* quanto de *riser* podem ser estimados pela Equação (2.1) onde f_t representa o fator correspondente ao tipo da linha (produtora, injeção ou gás *lift*), f_s representa o fator de tamanho relativo ao diâmetro da linha, C_b representa o custo base por unidade de comprimento, em metros, L representa o comprimento total da linha, em metros e C_{fixo} representa o custo fixo da linha relativo a diversos custos associados a conectores e demais acessórios necessários para a sua instalação.

$$Custo = f_t * f_s * C_b * L + C_{fixo} \quad (2.1)$$

Na Tabela 2.2, são explicitados os valores dos fatores de custo, custo base e custo fixo, que é usada como apoio no cálculo dos custos dessa dissertação,

com algumas simplificações.

Tabela 2.2 – Tabela de custo de *flowlines* e *risers*. Fonte: adaptado de [1].

Custo Base por Unidade de Comprimento (metros)					
Custo C_b (US$/metro)			min = 165 | média = 230 | máx = 295		
Parâmetro: 10 in OD, 10 ksi (ANSI 2500, API 5L X65, duto rígido)					
Custo Base por Unidade de Comprimento (metros)					
Custo C_b (US$/metro)			min = 1970 | média = 23000 | máx = 2620		
Parâmetro: 5,625 in OD, 6 ksi (ANSI 1500), duto flexível)					
Observação: Duto flexível possui grandes descontos por comprimento.					
Fator de Custo	**Produção**	**Gás *Lift***	**Umbilical**		
Fator de tipo f_t	0,63	0,21	0,16		
Fator de tamanho f_s (tamanho rígido)		**4 in**	**10 in**	**12 in**	**16 in**	**20 in**
	P90	0,15	1,00	1,20	1,60	2,20
	P50	0,25		1,30	1,80	2,60
	P10	0,35		1,40	2,00	3,00
Fator de tamanho f_s (tamanho flexível)		**4 in**	**6,625 in**	**12 in**	**16 in**	**20 in**
	P90	0,50	1,00	1,20	1,60	2,20
	P50	0,65		1,30	1,80	2,60
	P10	0,80		1,40	2,00	3,00
Custo de acessórios e conectores		**4 in**	**10 in**	**12 in**	**16 in**	**20 in**
C_{fixo} (em US$/ metro)	P90	150	360	400	480	590
	P50	180	460	500	600	720
	P10	210	560	600	720	850

2.5 Sistemas de Umbilicais Submarinos

Os umbilicais submarinos são instalados entre a unidade de produção e as facilidades submarinas. Em geral, o umbilical inclui um *riser* em catenária, segmento dinâmico, passando por um segmento estático ao longo do leito submarino até o *umbilical termination assembly* (UTA) nas facilidades de produção submarina. Para distâncias curtas, os segmentos podem ser idênticos.

O umbilical consiste em cabos elétricos, cabos de fibra ótica, tubos de aço e carcaça termoplástica. Cada tipo de umbilical desempenha suas funções específicas e cada componente é projetado e fabricado para atender cada função e requisitos técnicos.

Materiais próprios são utilizados para fabricar seus componentes e testes de verificação são feitos para avaliar se estão de acordo com os critérios estabelecidos.

Os requisitos gerais para um sistema umbilical são: energia elétrica e sinais de controle e dados devem ser contidos em um mesmo par de condutores; dutos de super duplex devem ser usados; o umbilical deve ser fabricado em um comprimento único contínuo; o sistema de umbilical é projetado sem nenhum plano de mudança durante a fase de projeto.

O umbilical representado na Figura 2.10 pode ser usado de diversas maneiras em um arranjo submarino. As funções principais são as listadas abaixo:

- Controlar a produção submarina e injeção de água no poço;
- Fazer operações de intervenção no poço;
- Controlar operações de intervenção de poço;
- Controlar *manifolds* submarinos ou válvulas de isolamento;
- Injetar químicos;
- Cabos de energia elétrica submarinos.

A presente dissertação representa os umbilicais para o controle das árvores de natal e *manifolds* submarinos.

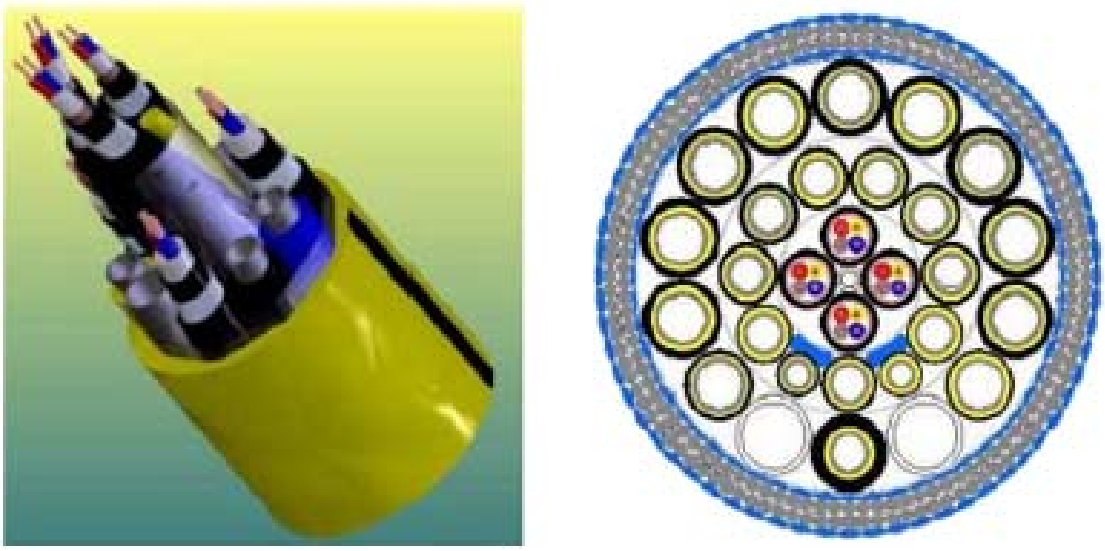

Figura 2.10 – Exemplo de umbilical submarino. Fonte: [1]

Capítulo 3 - Fundamentos de Reservatório

O reservatório de petróleo é uma rocha porosa e permeável o qual acumula o óleo e gás após ter sido gerado da rocha geradora e migrado para essa região. Existe mais de um tipo de rocha que pode ser classificada como rocha reservatório, mas a característica comum a todas elas é a presença de poros, que antes da migração estavam vazios. Importante destacar que esses poros necessitam estar interconectados e o grau de interconexão dos poros dá origem à característica de permeabilidade da rocha, capacidade dos fluidos percorrerem livremente a rocha reservatório.

No início da produção, o óleo e gás são produzidos graças a sua própria energia denominada energia primária. Essa energia depende das características do reservatório, das suas condições de pressão e temperatura e do tipo de fluido existente nele. O mecanismo o qual o reservatório é depletado nessa fase inicial é denominado de mecanismo primário de produção.

Quando o reservatório já não possui ou possui pouca energia para produzir óleo e/ou gás, são aplicados métodos para suplantar a energia primária dissipada. Uma das formas é através da aplicação de energia secundária, artificialmente introduzida no reservatório por meio da injeção de fluidos (água ou gás) em poços arbitrados. Outra forma é reduzir as resistências viscosas e/ou capilares por meio de métodos especiais, como o aquecimento do reservatório.

Dois dos grandes objetivos da engenharia de reservatório é saber quanto de óleo será produzido do reservatório e em quanto tempo durará essa produção. Para isso é estudado o regime de fluxo de fluidos em meios porosos e suas leis. Com base em equações de fluxo em meios porosos são formulados modelos matemáticos visando a predição do dimensionamento do reservatório e suas características. Além disso, na modelagem de um reservatório são estimados dados de pressão e vazão de produção entre outros dados de produção.

3.1 Conceitos Básicos de Fluxos de Fluidos em Meios Porosos

Durante a produção de um reservatório, o fluxo de fluidos pelo meio poroso acontece em três estágios que são divididos em regimes. Na fase inicial da produção, o reservatório apresenta características de reservatório infinito, ou seja, a pressão dentro do reservatório é constante para todos os pontos e igual a inicial, o que chamamos de regime

transiente. Em seguida, após esse regime ocorre um período de transição usualmente chamado de regime transiente tardio. Por fim, o reservatório alcança o regime permanente, caso haja alguma manutenção de pressão nas fronteiras externas, ou regime pseudopermanente, caso o reservatório seja selado externamente. Quando o reservatório atinge um desses dois tipos de regime significa que ele está sob influência de suas divisas exteriores e que os fluidos presentes nele estão sendo produzidos.

3.1.1 Cones de água e gás

Durante o estudo do modelo de reservatório também são estudadas as influências dos fluidos produzidos juntamente com o óleo, que são a água e o gás. Assim um dos aspectos que é levado em consideração na engenharia de reservatório é a formação de cones de água e/ou de gás representados pela Figura 3.1. O cone de água caracteriza-se pela elevação do contato água/óleo que resulta no aumento da razão água/óleo e perda da produção de óleo. É necessário que este fenômeno seja atenuado ou atrasado para evitar a redução da vida produtiva do poço. No caso de reservatórios onde não há capa de gás usualmente completa-se o poço na parte superior. No entanto, se há capa de gás e não há um aquífero na parte inferior do reservatório, o poço é canhoneado na parte inferior do reservatório para atuar o efeito do cone de gás.

Se o poço possui tanto capa de gás como aquífero então, geralmente, a zona de canhoneio localiza-se no centro ou na parte logo abaixo do centro. A perfuração é assim executada uma vez que a propensão da formação de um cone é diretamente proporcional à viscosidade do óleo e inversamente proporcional à densidade dos fluidos, água e gás, e devido às características gerais do gás e da água, esses dois pontos se contrabalanceiam apesar de que em situações reais de campo usualmente o canhoneio é feito mais próximo da zona de contato óleo/água que a gás/óleo [33].

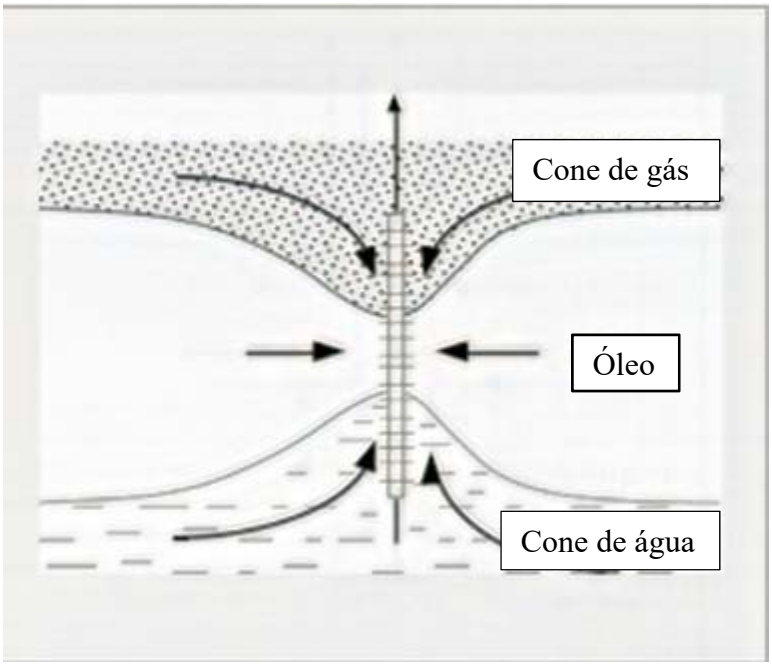

Figura 3.1 – Representação de cones de água e gás em um reservatório Fonte: Figura adaptada de [34].

3.1.2 Vazão crítica

É possível conter o cone de água e/ou gás caso a vazão de óleo seja relativamente baixa. Define-se como vazão crítica a vazão máxima de óleo possível de ser produzida onde não há a formação de cone. Dentro do estudo da engenharia de reservatório existem correlações para a predição da vazão crítica [35].

3.2 Mecanismos Primários de Produção de Reservatórios

No início da produção de um campo, a depleção do reservatório se dá através do que chamamos de energia natural ou primária, que consiste em todas as condições naturais pelas quais o reservatório foi formado até se tornar capaz de ser produzido sem nenhum tipo de mecanismo artificial.

É importante destacar que o reservatório se constitui de uma rocha extremamente porosa onde seus poros são interconectados. Dessa forma, os fluidos contidos na rocha necessitam de certa quantidade de pressão para vencer a resistência oferecida pelos canais porosos e mover-se em direção ao poço.

A produção de fluidos ocorre pela substituição do espaço poroso anteriormente ocupado pelos mesmos devido a dois mecanismos chave: Descompressão onde há

expansão dos fluidos compreendido no reservatório e diminuição do volume poroso; Produção de um fluido devido a transferência de outro fluido como por exemplo a invasão de água oriunda de um aquífero. É denominado de mecanismo de produção de reservatório a todas as condições que proporcionam esses efeitos.

Existem cinco tipos de mecanismos primários de produção de reservatórios: Mecanismo de influxo de água, mecanismo de segregação gravitacional, mecanismo combinado, mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás. Os dois últimos são mecanismos que ocorrem apenas em reservatórios de óleo, já o primeiro pode ocorrer tanto para reservatórios de óleo como de gás. O segundo mecanismo pode ocorrer devido a própria ação da gravidade e contribui para os outros mecanismos. Podem ocorrer situações onde os mecanismos são combinados, ou seja, dois mecanismos atuam concomitantemente, mas sem um prevalecer sobre o outro.

3.2.1 Mecanismo de influxo de água

Este mecanismo ocorre devido ao contato direto da rocha-reservatório onde estão situados os fluidos com o que denominamos de aquíferos, grandes concentrações de água, localizadas logo abaixo da formação ou ligada lateralmente como mostra a Figura 3.2. O mecanismo funciona apenas quando existe a interação simultânea entre o reservatório e o aquífero [35].

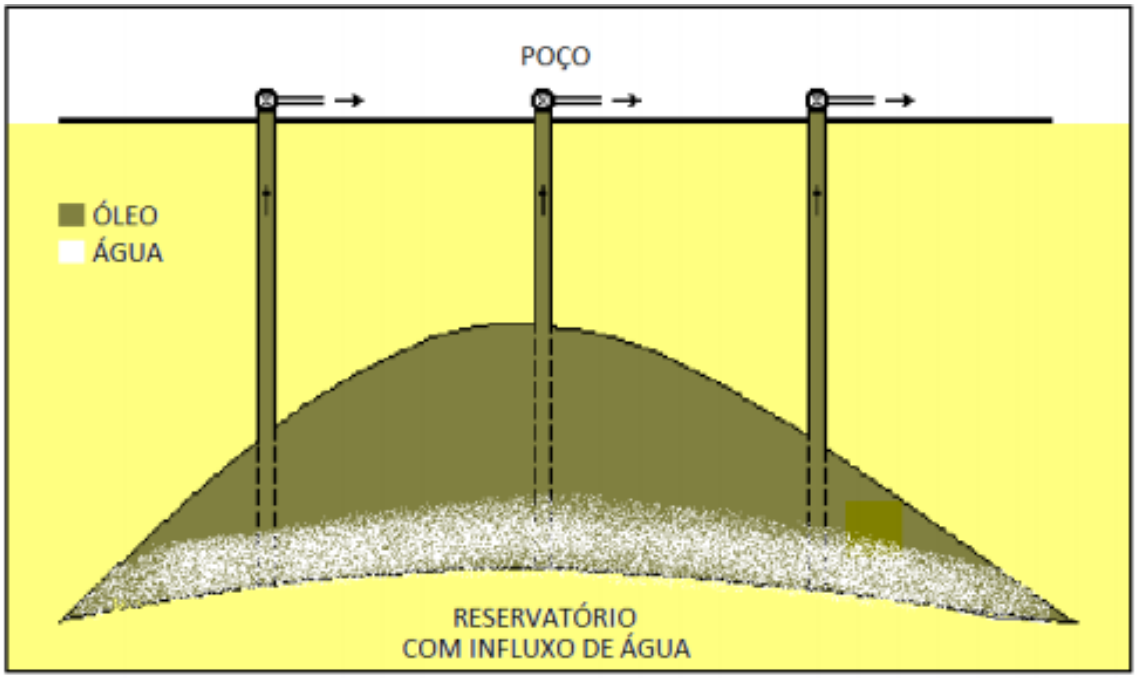

Figura 3.2 – Mecanismo de influxo de água. Fonte: [36].

Neste mecanismo, à medida que os fluidos são produzidos, há queda de pressão do reservatório, que gradualmente provoca resposta no aquífero fazendo com que a água contida nele se expanda e reduza o volume poroso. Sendo assim, ocorre invasão contínua da zona de óleo pelo volume excedente de água chamada de influxo de água, deslocando constantemente o óleo até os poços e fazendo com que haja manutenção da pressão do reservatório [36].

Em um reservatório sob efeito desse tipo de mecanismo, a proporção entre a vazão de água produzida e a vazão de óleo produzido aumenta de maneira contínua a partir dos poços situados na zona inferior da estrutura. Conforme já explicado na seção 3.1.1, normalmente os poços não são completados em regiões situadas próximas ao contato água-óleo para evitar a formação do cone de água. A Figura 3.3 mostra a proporção da vazão de água em relação a vazão de óleo ao longo do tempo e a depleção no reservatório.

Figura 3.3 – Razão água-óleo e pressão ao longo do tempo no mecanismo de influxo de água. Fonte: [36].

3.2.2 Mecanismo de gás em solução

A condição de atuação do mecanismo de gás em solução é que o reservatório em questão esteja isolado, em outras palavras, que não haja fluxo de fluidos nas fronteiras do

mesmo e nem que esteja ligado a volumes significativos de água ou gás. Desta forma, isolado do ambiente externo, a energia necessária para a produção de óleo concentra-se apenas nesta região.

Inicialmente, à medida que ocorre a depleção do reservatório e expansão dos fluidos contidos nele, o óleo é produzido e o volume de poros diminui. Nesta fase, a produção de óleo ocorre devido principalmente ao processo contínuo de expansão de fluidos e contração do volume poroso. Conforme explicado no item 3.2.1, a compressibilidade baixa dos fluidos e da rocha faz com que a pressão do reservatório caia rapidamente e atinja o ponto de bolha e, assim, vaporizando as frações leves de óleo. Nesta fase, o reservatório passa a conter hidrocarbonetos na fase líquida e gasosa e inicia-se de fato o mecanismo de gás em solução. Desta forma, a produção é o resultado da expansão do gás que antes do reservatório atingir a pressão de bolha encontrava-se em solução e conforme a queda de pressão se acentua, mais as frações de hidrocarboneto se vaporizam e expandem e, assim, a quantidade de líquido é reduzida.

A falha no mecanismo de gás em solução ocorre quando o acúmulo de hidrocarbonetos vaporizados se tornar uma única fase contínua e passa a ser produzido junto ao óleo. Como a produção é o resultado da expansão de gás desprendido do óleo quando produzido simultaneamente, a energia necessária para a produção também é drenada.

Uma característica marcante desse tipo de mecanismo é que há fluxo de gás desde o início da produção para saturações reduzidas. Isso resulta em um problema no mecanismo já que o gás tem maior capacidade de mobilidade pela rocha em relação ao óleo, por isso dificulta o movimento do mesmo. Outro ponto chave desse mecanismo é a rápida depleção do reservatório, a pressão reduz de maneira acentuada ocasionando o declínio na vazão de produção de gás e resultando na queda do RGO como demonstra a Figura 3.4.

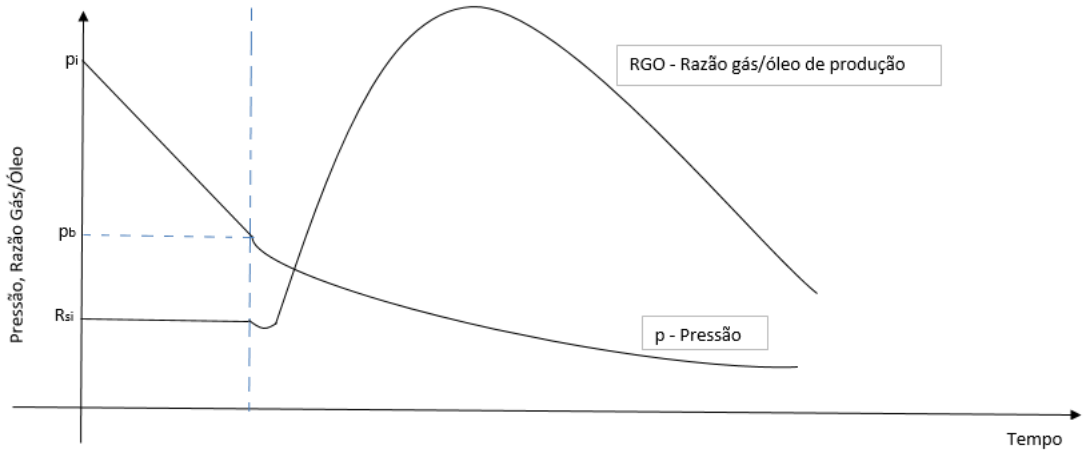

Figura 3.4 – Razão gás-óleo de produção. Fonte: Figura adaptada de [35].

3.2.3 Mecanismo de capa de gás

A formação da capa de gás ocorre devido ao diferencial de densidade entre as fases líquida e gasosa. Quando as fases estão em equilíbrio, o gás, que possui densidade menor que o óleo, concentra-se na zona mais alta da formação constituindo a chamada capa de gás que dá origem ao mecanismo com mesmo nome. A capa de gás está representada na Figura 3.5.

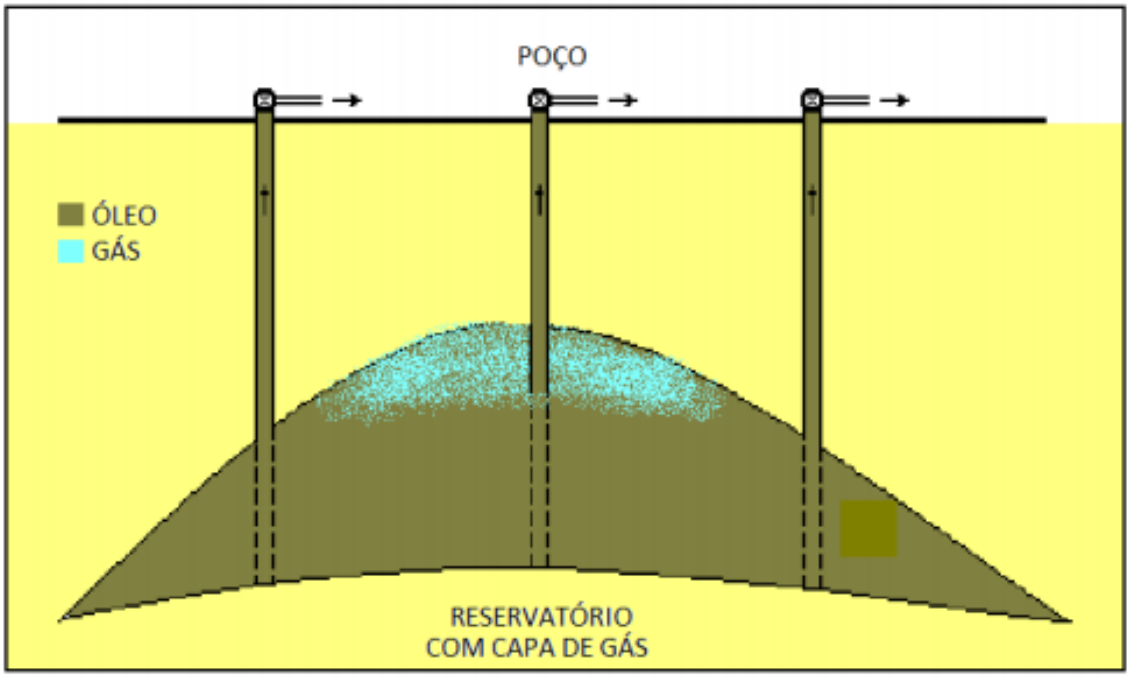

Figura 3.5 – Desenho esquemático do mecanismo de capa de gás. Fonte: [36].

Inicialmente, à medida que o óleo é produzido, a pressão do reservatório cai visto que o volume de fluido diminui. Em seguida, a capa de gás responde a depleção na formação, expandindo-se e infiltrando a zona de óleo com gás. Ao contrário do óleo, o fato do gás expandir não ocasiona declínio significativo de pressão dada sua alta compressibilidade. O mecanismo é bem-sucedido diretamente proporcional ao tamanho da capa de gás e a depleção é mais lenta que no mecanismo de gás em solução.

O crescimento da razão gás-óleo (RGO) é ininterrupto e mais acentuado em poços situados na zona mais alta do reservatório. Sendo assim muitas vezes são feitas correções no RGO através de intervenções no poço conforme mostra a Figura 3.6.

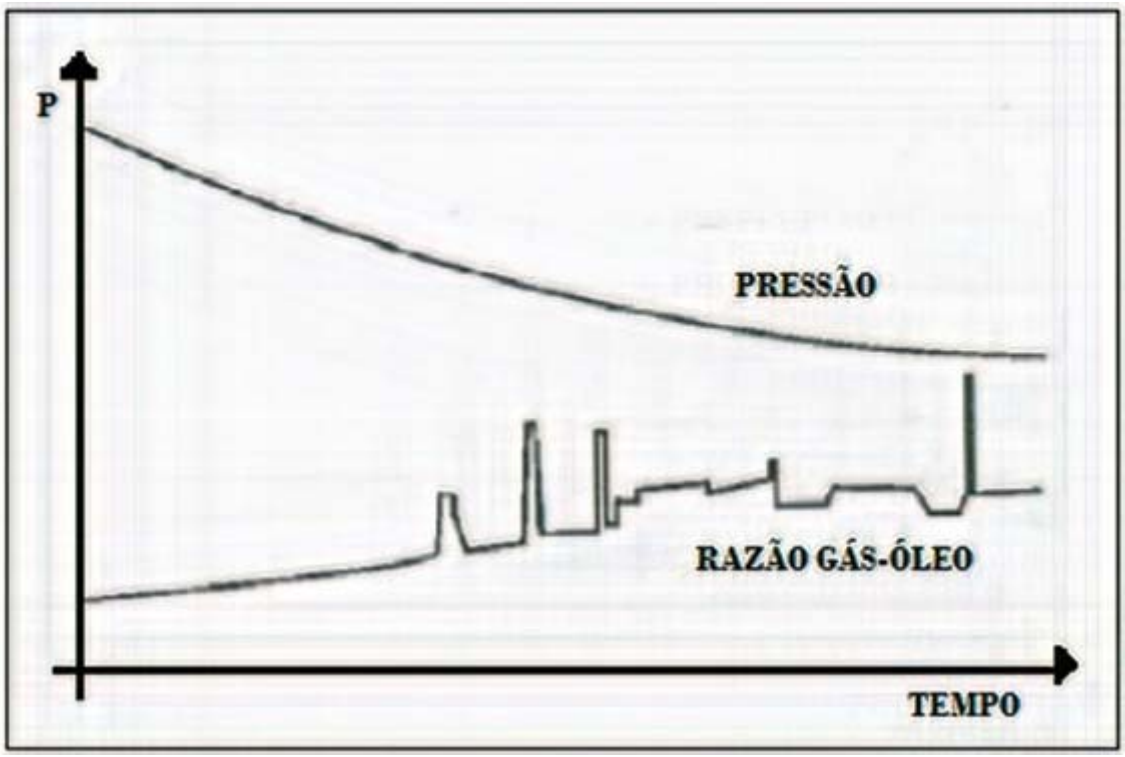

Figura 3.6 – Razão gás-óleo e pressão ao longo do tempo no mecanismo de capa de gás. Fonte: [36].

3.2.4 Mecanismo de segregação gravitacional

O mecanismo de segregação gravitacional fornece suporte aos demais visto que se utiliza da gravidade para fazer a separação dos fluidos que se organizam no reservatório conforme suas respectivas densidades.

No caso do mecanismo de gás em solução, por exemplo, a ação da gravidade sobre os fluidos faz com que parte do gás desprendido do óleo alcance a parte superior da

formação ocasionando uma capa de gás secundária. Esse tipo de fenômeno nem sempre ocorre e depende de algumas características do reservatório como geometria estrutural, permeabilidade vertical da rocha e velocidade dos fluidos produzidos [35].

O mecanismo de segregação gravitacional mostrado na Figura 3.7 também pode auxiliar o mecanismo de influxo de água. A heterogeneidade entre a densidade do óleo e da água resulta que a água esteja sempre abaixo do óleo sem impedir ou atravessar o caminho do mesmo aos poços produtores.

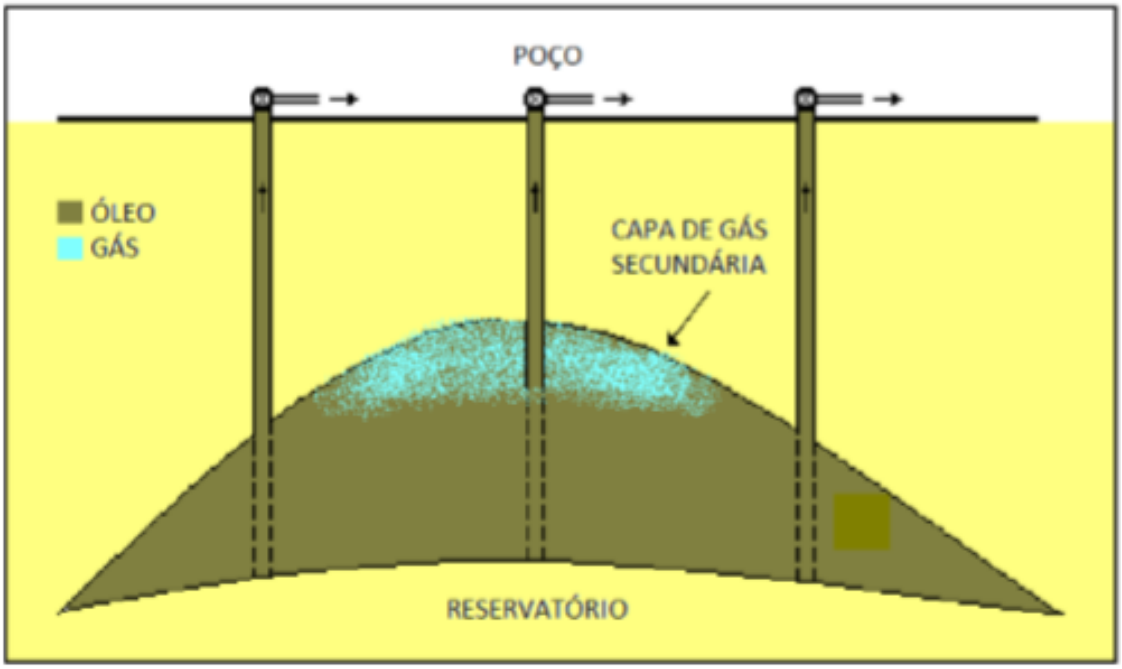

Figura 3.7 – Reservatório atuando sobre o mecanismo de gás em solução e segregação gravitacional. Fonte: [36].

3.2.5 Mecanismo combinado

Quando um reservatório é produzido através de mais de um mecanismo sem que haja prevalência de um sobre o outro, ou seja, quando os mecanismos atuam simultaneamente com a mesma proporção dizemos que há um mecanismo combinado. No entanto, ao longo da produção, sempre haverá influência do mecanismo de gás em solução [35] visto que à medida que a pressão do reservatório diminui e atinge a pressão abaixo do ponto de bolha o gás começa a desprender-se do óleo. A Figura 3.8 mostra como seria um reservatório atuando pelo mecanismo combinado.

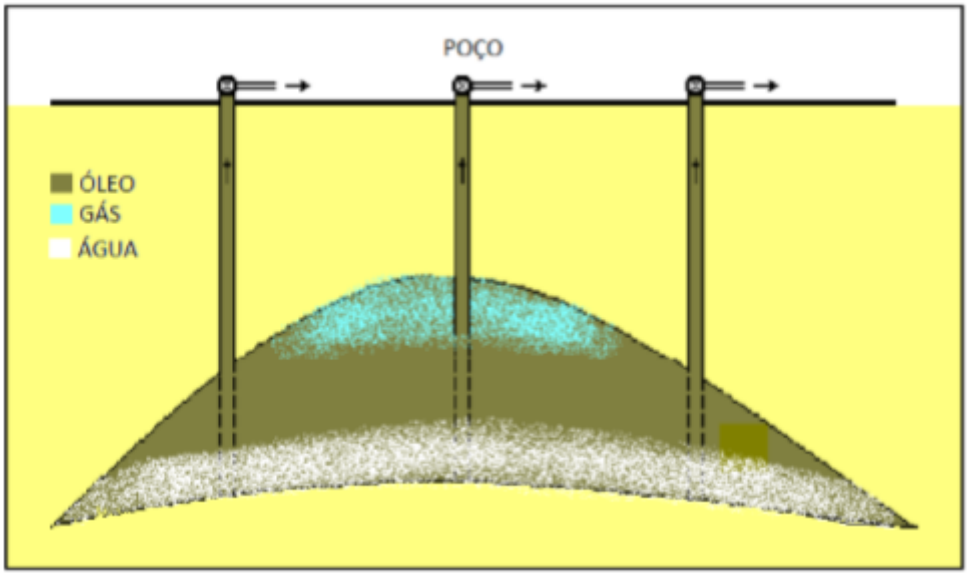

Figura 3.8 – Reservatório atuando sobre o mecanismo combinado. Fonte: [36].

3.3 Métodos de Recuperação Secundária

Recuperação secundária é o nome do processo através do qual energia secundária é inserida artificialmente no reservatório, visando tornar a energia primária mais eficiente. Esse mecanismo pode ser tanto aplicado antes do término da fase de produção primária, para que a pressão do reservatório seja mantida, quanto ao final. No entanto, na maioria das vezes, a recuperação secundária é feita no início da vida produtiva do reservatório.

O principal método de recuperação secundária é a injeção de água, o qual possui certas vantagens em relação aos demais fluidos. Uma vantagem é que a água é mais barata e de fácil obtenção e injeção, além de ser um fluido eficiente na maioria das vezes para o deslocamento do óleo de um reservatório.

Outro método comumente utilizado em diversos campos é o gás *lift*, aplicado não somente a poços que não possuem energia primária suficiente como também para manter a pressão do reservatório. Ele consiste na injeção de gás em um trecho da coluna de produção, com o objetivo de reduzir a densidade média dos fluidos produzidos. O efeito que o gás *lift* causa é a diminuição da perda de carga ao longo da tubulação e, assim, a diminuição da pressão requerida de fundo de poço. Isso resulta no aumento da vazão de produção. O gás também pode ser injetado de forma intermitente, elevando o fluido através de golfadas.

Além da injeção de água e o gás *lift*, existem outros métodos de recuperação secundária como o uso de bombas elétricas submersíveis e reinjeção de gás natural.

3.4 Métodos de Recuperação Avançada

Os métodos de recuperação avançado, em sua maioria, incluem a injeção de um ou mais fluidos no reservatório. O objetivo desse método é promover o deslocamento do óleo em direção aos poços produtores. Assim, são injetados fluidos que interagem com sistema rocha-óleo através da alteração das propriedades do óleo como tensão superficial, viscosidade ou molhabilidade e, portanto, facilitando o escoamento do óleo.

São exemplos de métodos de recuperação avançada: Método térmico, injeção de vapor, injeção de surfactantes, entre outros. Em geral esse métodos são caros por diversos motivos como o tratamento da água ou no caso da injeção de químicos, o preço do próprio químico injetado.

Capítulo 4 - Escoamento Multifásico

O escoamento em *flowlines* e *risers* é um ponto de extrema relevância tanto no aspecto econômico quanto no aspecto operacional. Visto do aspecto econômico, o fluxo multifásico em dutos sofre perda de carga ao longo da tubulação o que faz com que a vazão de óleo produzida dependa do ponto onde esteja localizado o *manifold*. Do ponto de vista operacional, o transporte combinado de hidrocarbonetos líquidos na forma líquida e gasosa, água, e muitas vezes areia, ocasiona diversos problemas que devem ser estudados e tratados de forma correta como corrosão do duto, formação de hidratos, formação de parafinas, entre outros.

Além disso, outro tipo de problema que deve ser considerado no estudo do escoamento é o padrão de escoamento. As fases líquidas e gasosas normalmente não percorrem o duto na mesma velocidade devido à diferença de massa específica e viscosidade. No caso do fluxo ascendente, a fase gasosa é mais leve e menos viscosa tendendo a escoar com maior velocidade que a fase líquida. Já no fluxo descendente, a fase líquida frequentemente escoa mais rápido que o gás pela diferença de massa específica. O cálculo do gradiente de pressão em um fluxo bifásico requer valores das condições de escoamento como velocidade, vazão, diâmetro da tubulação, ângulo de inclinação, propriedades do fluido como massa específica e tensão de superfície. De acordo com o padrão de escoamento, o fluido sofre forças de diferentes magnitudes como flutuabilidade, turbulência, inercia e forças de tensão de superfície [1].

A mistura de hidrocarbonetos pode ser: uma única fase líquida, quando há separação das fases nos separadores antes de seguir para os oleodutos; bifásica, óleo e gás desprendido do óleo ou gás e óleo condensado; ou trifásica, água, óleo e gás, como ocorre nos *flowlines* e *risers* de produção, chamado de escoamento multifásico.

A água, esta pode ser considerada como uma fase isolada do óleo ou condensado, já que é insolúvel. Porém, se a água estiver em baixa quantidade, ela pode ser considerada com o óleo como uma única fase, fase líquida. Nessas condições, há significativo escorregamento entre a água e o óleo e, assim, a água tende a se acumular nas regiões mais baixas, causando pistões nos *flowlines* e, consequentemente, problemas de corrosão.

O modelo bifásico, gás e líquido, é usado em modelo *Black-Oil* mesmo quando há presença de água. Neste sistema, a água e hidrocarbonetos líquidos são considerados

uma combinação de líquido com propriedades médias. Para sistemas de gás condensado com água, modelos trifásicos, água, hidrocarboneto líquido e gás são usados.

O modelo *Black-Oil* é o mais utilizado na indústria para o estudo do comportamento e previsão de produção de fluidos no meio poroso. O tratamento matemático envolve funções dependentes da pressão e da temperatura do reservatório. As fases líquidas produzidas são chamadas de fase óleo mesmo sabendo que uma mistura de hidrocarbonetos é composta por diversos componentes. As correlações para o cálculo das propriedades dos fluidos nesta dissertação são do tipo *Black-Oil* e estão todas descritas no Apêndice A.

O presente capítulo tem como finalidade explicar os fundamentos do cálculo da perda de carga de um fluido em escoamento multifásico, o mapa de padrão multifásico e as propriedades e parâmetros operacionais dos fluidos aplicados durante a modelagem do algoritmo para o cálculo da vazão de óleo produzida no *manifold*.

4.1 Propriedades dos Hidrocarbonetos

Em termos de escoamento de fluidos desde o reservatório até o separador, conhecer as propriedades dos fluidos do reservatório é muito importante. Nem sempre elas podem ser medidas com precisão e muitas vezes são calculadas ou estimadas principalmente quando são feitas previsões ao longo do tempo. Esse conhecimento permite calcular a vazão dos poços, a perda de carga que ocorrerá nas *flowlines* e *risers*, a pressão disponível no separador, o índice de produtividade, o padrão de escoamento, além das medidas de garantia de escoamento e prevenção da formação de hidratos e parafinas, entre outros.

No entanto, as misturas de hidrocarbonetos são muito diversas e constantemente sofrem mudanças devido às condições de pressão e temperatura. Mudanças de estado físico, de composição, viscosidade, densidade, entre outros são muito comuns. Os fluidos, à medida que atingem o separador, sofrem diminuição de pressão e, na maioria das vezes, aumento de temperatura alterando assim suas propriedades ao longo da produção do poço. As informações sobre a mudança das propriedades e características dos fluidos são muito importantes para o cálculo do escoamento dos mesmos ao longo das *flowlines*, tanto para o cálculo da pressão necessária para o fluido alcançar a unidade flutuante ou *manifold* quanto para garantia de escoamento. Para conhecer esse tipo de informação é necessário coletar amostras de fluidos produzidos de um reservatório e aplicá-las uma análise PVT. Através dessa análise são conhecidos parâmetros como razão de solubilidade (R_s), fator

volume-formação do óleo (B_o), viscosidade dos fluidos (μ), entre outros. Essas propriedades são abordadas mais detalhadamente nas próximas seções.

4.1.1 Razão de solubilidade

Nas condições de reservatório, a mistura líquida de óleo na verdade é composta de óleo mais gás dissolvido. A razão de solubilidade (R_s) é o parâmetro que mede a quantidade de gás dissolvido no óleo nas condições padrão ($V_{g_{dissolvido\ st}}$) em relação ao volume de óleo em condições padrão ($V_{o_{st}}$) e pode ser representada pela Equação (4.2.

$$R_s = \frac{V_{g_{dissolvido st}}}{V_{o_{st}}} \tag{4.2}$$

A preocupação da estimativa correta é muito importante porque a razão de solubilidade, entre outras propriedades PVT, é utilizada para cálculos importantes como fluxo bifásico, perda de pressão, a modelagem do reservatório e dimensionamento das facilidades de produção. Segundo MAJEED *et al.* [39], existem diversos métodos para estimar as propriedades PVT divididos basicamente em duas categorias: através de fórmulas empíricas ou através de técnicas inteligentes de modelagem.

Inicialmente se partia das equações de estado, em seguida aplicava-se métodos de programação evolucionária até concluírem com as equações empíricas. As técnicas inteligentes utilizadas para predição das propriedades foram: redes neurais (NN), sistemas *neuro-fuzzy* (ANFIS), *Support Vector Machine* (SVM), método de mínimos quadrados (MMQ), *coupled simulated annealing* (CSA).

MAJEED et al. [39] em seu estudo questionou através de estatísticas com especialistas da indústria e pesquisadores, a praticidade de usar metodologias complexas para estimar a razão de solubilidade. A conclusão alcançada foi que estimá-la através de equações empíricas de estruturas simples e acurácia considerável é a melhor solução. A correlação utilizada na presente dissertação é a de STANDING [40] e está apresentada no Apêndice A.

4.1.2 Fator-volume formação de óleo

A fim de mensurar a quantidade de óleo que efetivamente será produzida na superfície, além da razão de solubilidade foi incorporado o fator-volume formação de óleo (B_o). Por definição, este parâmetro corresponde à razão entre o volume que o óleo

ocupa em condições de pressão e temperatura de interesse e o volume que ele ocupa nas condições de superfície representada na Equação (4.3)

$$B_o = \frac{V_o(condições\ de\ temperatura\ e\ pressão\ desejada)}{V_{o_{st}}} \tag{4.3}$$

Em muitos casos, as condições de pressão e temperatura de interesse estão referidas à temperatura e pressão do reservatório e as condições de superfície são padronizadas em 1 atm e 20ºC.

Reservatórios de óleo leve possuem maior B_o, uma vez que possuem mais gás dissolvido quando estão no reservatório, porém este fator depende da razão de solubilidade. Assim como a razão de solubilidade, o B_o é muitas vezes estimado através de correlações. A correlação utilizada será a de STANDING [40] e está apresentada no Apêndice A.

4.1.3 Fator-volume formação de gás

De acordo com ROSA *et al.* [35], a literatura define o fator-volume formação de gás como a proporção entre o volume ocupado pelo gás em uma determinada pressão e temperatura e o volume ocupado pelo mesmo em condições padrão como mostrado na Equação (4.4). No apêndice A estão propostas algumas correlações, porém a utilizada nessa dissertação será a de STANDING [40].

$$B_g = \frac{V_g(condições\ de\ temperatura\ e\ pressão\ desejada)}{V_{g_{st}}} \tag{4.4}$$

4.1.4 Densidade do óleo e do gás

A densidade do óleo é definida pela razão entre a massa específica do óleo γ_o e a massa específica do gás γ_g, ambos as mesmas condições de pressão e temperatura como mostra a Equação (4.5).

$$\rho_o = \frac{\gamma_o}{\gamma_g} \tag{4.5}$$

Na indústria do petróleo, muitas vezes referencia-se a densidade do líquido em graus API, que é inversamente proporcional a densidade em unidades americanas ρ_o a 60 ºF e ρ_w a 60 ºF. Hidrocarbonetos de grau API > 38 são da classe parafínica e são

considerados leves, estão muito presentes no Nordeste do Brasil. Já os de grau API entre 22 e 38 são considerados da classe naftênica e são considerados óleos médios, estão presentes na Rússia e Mar do Norte. Finalmente, os de grau API menor que 22 estão da classe aromática e são considerados pesados, estão presentes na zona pós-sal da Bacia de Campos [41][42]. A equação do grau API é representada por Equação (4.6).

$$\circ API = \frac{141{,}5}{\rho_{\frac{60}{60}\circ API}} - 131{,}5 \tag{4.6}$$

Já a densidade do gás real é definida pela razão entre a massa molecular aparente do gás M_a pela massa molecular do ar M_{ar} como mostra a Equação (4.7).

$$\gamma_g = \frac{M_a}{M_{ar}} \tag{4.7}$$

4.1.5 Compressibilidade do óleo

A compressibilidade do óleo corresponde a alteração por unidade de volume do óleo por alteração unitária na pressão em temperatura constante. Este parâmetro é calculado através da correlação de Vazquez e Beggs [43] atentendo a faixa de valores da Tabela 4.1 e é calculada através da Equação (4.8) e (4.9), onde c_o é a compressibilidade do óleo em $psia^{-1}$, a temperatura média $T_{média}$ é em Fahrenheit, a T_{sep} é a temperatura no separador em Fahrenheit, $P_{média}$ é a pressão média e P_{sep} é a pressão no separador, em psia, bem como, γ_o é a massa específica do óleo em lbm/ft^3, γ_g é a massa específica do gás em lbm/ft^3 e γ_{g100} é a massa específica do gás na pressão de separação de 100 psi em lbm/ft^3.

Tabela 4.1 – Faixa de Valores da Correlação de Vazquez e Beggs. Fonte: [43].

Faixa de Valores para a Utilização da Correlação de Vazquez e Beggs	
Pressão do ponto de bolha	50 a 5.250 psia
Temperatura do reservatório	70 a 295 °F
Densidade do óleo	16 a 58 °API
Massa específica do gás	0,56 a 1,18
Razão de solubilidade	20 a 2.070 scf/stb

$$c_o = \frac{-1{,}433 + 5\,R_s + 17{,}2\,T_{média} - 1{,}18\,\rho_{g100} + 12{,}61\,\rho_{óleo}}{10^5\,P_{média}} \tag{4.8}$$

$$\rho_{g100} = \rho_{gás}\left(1 + 5{,}912\,.\,10^{-5}\,\rho_{óleo}\,T_{sep}\,log\left(\frac{P_{sep}}{114{,}7}\right)\right) \tag{4.9}$$

4.1.6 Massa específica do óleo, gás e de líquido

A massa específica de qualquer substância corresponde a razão entre a massa dessa substância e seu respectivo volume. Conhecê-la é necessário para o cálculo do gradiente de pressão. No entanto, definí-la experimentalmente no caso de hidrocarbonetos é um processo caro e complexo. Portanto, BRILL e MUKHERJEE [43] propuseram calcular a massa específica do óleo através de uma correlação entre a densidade do óleo, a densidade do gás, a razão de solubilidade e o fator volume de formação do óleo mostrada na Equação (4.10).

$$\gamma_o = \frac{350\,\rho_o + 0{,}0764\,\rho_g\,R_s}{5{,}615 * B_o} \tag{4.10}$$

No caso de óleos saturados, de acordo com BRILL e MUKHERJEE [43] é necessário definir a massa específica no ponto de bolha através da Equação (4.11), onde RGO é a razão gás óleo (definida na seção 4.3), $P_{média}$ é a pressão média do óleo e P_{bolha} é a pressão no ponto de bolha e $\gamma_{o_{bolha}}$ é a massa específica do óleo no ponto de bolha em

lbm/ft^3 em seguida deve-se corrigir para Equação (4.12) em ρ_o densidade do óleo em lbm/ft^3 e c_o é a compressibilidade do óleo em psia^{-1}.

$$\gamma_{o_{bolha}} = \frac{350\,\rho_o + 0{,}0764\,\rho_g\,RGO}{5{,}615\,B_{o_{bolha}}} \tag{4.11}$$

$$\gamma_o = \rho_{o_{bolha}}\,e^{c_o\,(P_{média} - P_{bolha})} \tag{4.12}$$

Para a massa específica do gás, BRILL e MUKHERJEED [43] definem a Equação (4.13), onde B_g é o fator volume de formação do gás.

$$\gamma_{gás} = \frac{0{,}0761\,\rho_g}{B_g} \tag{4.13}$$

Por fim, a massa específica de líquido é definida pela Equação (4.14), onde fr_o é a fração volumétrica de óleo no líquido e as massas específicas estão definidas em lbm/ft^3.

$$\gamma_{líquido} = \gamma_o\,fr_o + \gamma_w\,(1 - fr_o) \tag{4.14}$$

4.1.7 Viscosidade do óleo, do gás e viscosidade média

A viscosidade absoluta de um fluido é a maneira de mensurar a resistência interna do fluido ao escoar. Sendo assim, todos os cálculos de perda de carga de um fluido ao longo de uma tubulação requerem o valor da viscosidade. No entanto, esse parâmetro varia durante a sua trajetória no poço desde o reservatório até a superfície devido a variação de pressão e temperatura sofrida pelo fluido.

Denomina-se óleo vivo (*live oil*) o óleo dissolvido em uma solução de gás que pode ser retirado da solução nas condições de superfície. Já o óleo morto (*dead oil*) é o óleo nas condições de pressão suficientemente baixas de maneira que não contém gás dissolvido ou uma quantidade residual de óleo que perdeu seus componentes voláteis. Os principais fatores que afetam a viscosidade do óleo vivo são: a composição do óleo, a temperatura, a quantidade de gás dissolvido e a pressão. Já o óleo morto é determinado apenas em função do API do óleo e da temperatura.

Normalmente, a viscosidade do óleo é medida isotermicamente na temperatura do reservatório. Quando não é possível fazer análises de laboratório, devido à principalmente custos de amostragem e medição, a viscosidade é calculada empiricamente através de correlações. Pode-se dizer que existem dois tipos principais de correlações: As que usam

dados de campo como temperatura do reservatório, grau API do óleo, razão de solubilidade, pressão de saturação e pressão; e as que usam dados empíricos ou semi-empíricos como composição do fluido do reservatório, massa molar, ponto de bolha, entre outros. As correlações empíricas de viscosidade são divididas em três grandes seções.

A primeira seção corresponde a correlações de viscosidade do óleo morto, que são usadas para estimar a viscosidade do óleo nas condições atmosféricas em função do grau API e da temperatura do reservatório. Para as correlações empíricas, a viscosidade do óleo morto é determinada na pressão atmosférica e temperatura do reservatório fixa sem gás dissolvido [43] quando as análises PVT estão prontas. As correlações mais conhecidas são: Correlação de Beal, correlação de Beggs and Robinson, correlação de Glaso, Correlação de Kartiatmodjo e Schimidt e correlação de De Ghetto que estão descritas no Apêndice A. Nesta dissertação, a correlação De Ghetto [44] é utilizada para a viscosidade do óleo morto para o cálculo da produção de óleo no *manifold* apresentada no Apêndice A.

A segunda seção corresponde as correlações de viscosidade do óleo saturado que usa a razão gás-óleo e a viscosidade do óleo morto para estimar a viscosidade do óleo do reservatório na pressão do ponto de bolha. Neste caso, a viscosidade do óleo depende do gás dissolvido em solução. A viscosidade do óleo diminui com o aumento de pressão à medida que a quantidade de gás dissolvido aumenta até a pressão de bolha. As correlações mais usadas são: Correlação de Beggs e Robinson, correlação de Kartoatmodjo e Schimidt e correlação de DE GHETTO [44]. A correlação utilizada nesta dissertação é a de Kartoatmodjo e Schimidt [43] e está apresentada no Apêndice A.

A terceira e última seção refere-se a correlações para a viscosidade de óleo não saturado em que é usado, em geral a viscosidade de óleo saturado e a pressão acima do ponto de bolha para estimar a viscosidade de óleo não saturado. A correlação utilizada foi a de Vazquez e Beggs [43] e está apresentada no Apêndice A.

Segundo SANTANA [45], diversos autores propuseram correlações para a viscosidade do óleo, porém não para todas as seções. Isso muitas vezes dificulta a modelagem e introduz erros visto que diferentes regressões propostas por distintos autores são mescladas.

Segundo ROSA [35], a viscosidade do gás é a medida da sua resistência ao fluxo. Ela pode ser determinada experimentalmente através de um aparelho denominado

viscosímetro ou através de correlações. A correlação desenvolvida por LONDONO *et al.* [46] é adaptada para o cálculo do escoamento nesta dissertação. As Equações (4.15), (4.16), (4.17), (4.18), (4.19) são as utilizada para o cálculo da viscosidade do gás representado por μ_g em centipoise.

$$\ddot{Y} = \left(16{,}7175 + 0{,}0419188\,\gamma_g * 29\right) * (T_{média} + 460)^a \tag{4.15}$$

$$a = \frac{1{,}4525}{212{,}209 + 18{,}1349 * 29 * \gamma_g + T_{médio} + 460} \tag{4.16}$$

$$X = 2{,}12574 + \left(\frac{2063{,}71}{T_{média} + 460}\right) + 0{,}01926\,\gamma_g\,29 \tag{4.17}$$

$$Y = 1{,}09809 + 0{,}0392851\,X \tag{4.18}$$

$$\mu_g = 10^{-4}\,\ddot{Y}\;exp\left(X\;\frac{\rho_g^Y}{62{,}428}\right) \tag{4.19}$$

Por fim, definimos a viscosidade média $\mu_{média}$, em centipoise, fazendo a média ponderada entre a viscosidade da fração de líquido e a viscosidade da fração de gás como mostra a Equação (4.20).

$$\mu_{média} = \mu_{líquido} * f_{líquido} + \mu_g(1 - f_g) \tag{4.20}$$

4.1.8 Tensão superficial

A tensão superficial σ é uma propriedade dos lfuidos usada para determinar o regime de fluxo. A correlação de Baker e Swerdloff será a utilizada para o cálculo desta propriedade. As equações (4.23) e (4.24) representam essa correlação, já com as adaptações do cálculo realizado para determinação do padrão de escoamento, necessário para o cálculo do escoamento multifásico. A tensão superficial entre o óleo e gás σ está em dina/cm, a pressão média $P_{média}$ em psia, a temperatura média $T_{média}$ em °F e a densidade do óleo ρ_o em °API

$$\sigma = (37{,}7 - 0{,}05(T_{médio} - 100) - 0{,}26\rho_o\varrho \tag{4.21}$$

$$\varrho = (1 - 7{,}1\;10^{-4}\;P_{médio} + 2{,}1\;10^{-7}P_{médio}^2 + 2{,}37\;10^{-11}P_{médio}^3) \tag{4.22}$$

4.1.9 Propriedades pseudocríticas e pseudoreduzidas

As coordenadas pseudocríticas (pressão e temperatura) representam o somatório da média ponderada dos componentes de uma mistura de hidrocarbonetos pelas massas molares de cada um. No entanto, identificar todos os componentes de uma mistura de hidrocarbonetos muitas vezes é um processo complexo e quase impossível de ser realizado para as frações mais pesadas. Os componentes mais pesados são unidos em um componente virtual chamado pseudocomponente. Sendo assim, como não se pode afirmar com precisão as propriedades dessas misturas, são utilizadas correlações a partir de dados já conhecidos.

De acordo com a correlação de Standing [35], utilizada nos cálculos de vazão da dissertação, os valores das coordenadas pseudocríticas das misturas de gases podem ser calculados através da Equação (4.23) e Equação (4.24) para gás natural seco Equação (4.25) e Equação (4.26) para gás natural úmido onde P_{pc} é a pressão pseudocrítica em psia, T_{pc} é a temperatura pseudocrítica em Rankine e $d_{gás}$ e a densidade do gás.

$$P_{pc} = 677 + 15 * d_{gás} - 37{,}5 * d_{gás}^2 \tag{4.23}$$

$$T_{pc} = 168 + 325 * d_{gás} - 12{,}5 * d_{gás}^2 \tag{4.24}$$

$$P_{pc} = 706 + 51{,}7 * d_{gás} - 11{,}1 * d_{gás}^2 \tag{4.25}$$

$$T_{pc} = 187 + 330 * d_{gás} - 71{,}5 * d_{gás}^2 \tag{4.26}$$

A pressão pseudoreduzida P_{pr} pela razão entre a pressão média e pressão pseudocrítica, ambas em psia, como mostra a Equação (4.27) e a temperatura pseudoreduzida T_{pr} é dada pela razão entre a temperatura média e a temperatura pseudocrítica como mostra a Equação (4.28), ambas em Rankine.

$$P_{pr} = \frac{P_{média}}{P_{pc}} \tag{4.27}$$

$$T_{pr} = \frac{(T_{média} + 460)}{T_{pc}} \tag{4.28}$$

4.1.10 Fator de compressibilidade do gás

O fator de compressibilidade do gás Z é um fator de correção realizado para o caso dos gases reais, como o gás natural, ele corresponde a relação entre o volume de gás em determinada pressão e temperatura e o volume que ele ocuparia nas condições de gás ideal. Esse parâmetro é necessário para o cálculo da vazão de gás nos poços conforme é apresentado na subseção 4.5.1. Através da correlação de Standing [35], o fator de compressibilidade pode ser calculado pelas Equações (4.29), (4.30), (4.31), (4.32), (4.33), (4.34), (4.35) e (4.36).

$$6 = 1{,}39\left(T_{pr} - 0{,}92\right)^{0{,}5} - 0{,}36\,T_{pr} - 0{,}101 \tag{4.29}$$

$$\beta = \left(0{,}62 - 0{,}23\,T_{pr}\right)P_{pr} \tag{4.30}$$

$$\Gamma = \left[\frac{0{,}066}{T_{pr} - 0{,}86} - 0{,}037\right]P_{pr}^{2} \tag{4.31}$$

$$\zeta = \frac{0{,}32}{10^{9\left(T_{pc}-1\right)}}P_{pr}^{6} \tag{4.32}$$

$$\eta = \beta + \Gamma + \zeta \tag{4.33}$$

$$\Lambda = 0{,}132 - 0{,}32log(T_{pr}) \tag{4.34}$$

$$\Omega = 10^{0{,}3106 - 0{,}49\,T_{pr} + 0{,}1824\,T_{pr}^{2}} \tag{4.35}$$

$$Z = 6 + (1 - 6)e^{-\eta} + \Lambda\,P_{pr}^{\Omega} \tag{4.36}$$

4.2 Índice de Produtividade, IPR e TPR

De um lado, modelar o comportamento dos fluidos no reservatório é algo extremamente complexo visto que o reservatório é um meio extremamente heterogêneo de distribuição de permeabilidade e porosidade que variam quase que de forma aleatória de acordo com a localização. De outro, modelar o escoamento nas tubulações é igualmente árduo visto que as propriedades e características do fluido variam de acordo com a temperatura e pressão à medida que a tubulação é percorrida.

Além disso, através de uma relação entre os fluxos no meio poroso, no poço e nas linhas, é possível observar solicitações opostas de pressão de fundo de poço. Para fluxo

no reservatório, quanto maior a vazão, menor deve ser a pressão de fundo de poço. No entanto, para o fluxo na coluna e linha de produção, quanto maior a pressão de fundo de poço, maior é a vazão. Existe um único ponto que satisfaz tanto a pressão disponível no reservatório e na coluna de produção, que corresponde onde a pressão disponível fornecida pelo reservatório é igual à pressão necessária para superar as perdas de pressão até a superfície chamado de vazão de equilíbrio [47].

A fim de determinar a pressão de equilíbrio duas curvas são necessárias: a relativa à pressão de fundo para o reservatório e a relativa à pressão de fundo para a coluna de produção e linhas. A curva de resposta do reservatório em termos de pressão de fundo versus a vazão de poço nas condições de superfície é chamada de *Inflow Performance Relationship* (IPR) ou curva de pressão disponível. Ela é calculada através de simulações de fluxo no reservatório ajustada em teste de produção durante a perfuração ou produção de um poço. Já a curva de resposta da pressão de fundo versus a vazão medida nas condições de superfície do fluxo de fluidos desde o reservatório até o separador é chamada de relação do comportamento da tubulação ou *Tubing Performance Relationship* (TPR) ou ainda curva de pressão requerida. A TPR é gerada em função das características do sistema de escoamento e dos fluidos produzidos. A Figura 4.1 mostra a vazão de equilíbrio encontrada pelo cruzamento das duas curvas.

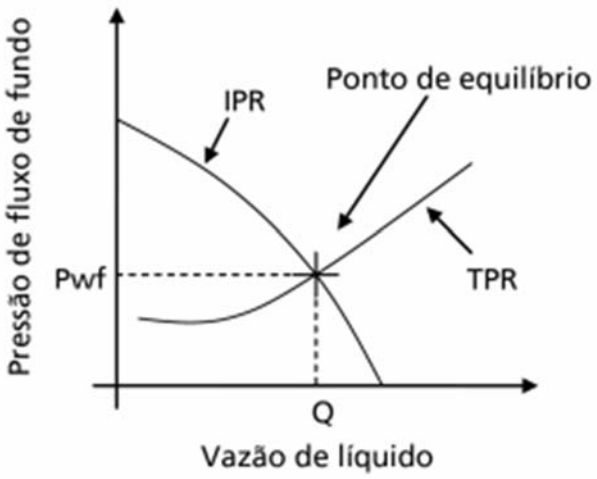

Figura 4.1 – Reservatório atuando sobre o mecanismo combinado. Fonte: [48].

Uma das formas de avaliar a capacidade de fluxo de um poço é através do índice de produtividade (IP) que pode ser caracterizado pela Equação (4.37) onde Q representa a vazão de líquido produzida, P_e a pressão estática ou média do reservatório e P_{wf} a

pressão de fluxo no fundo do poço. Usualmente, o índice de produtividade é usado para estimar a vazão do poço em diferentes cenários de pressão de fluxo.

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \tag{4.37}$$

O valor de IP de um poço é obtido, em prática, através de um teste de produção onde a vazão é constante e a pressão de fluxo P_{wf} é analisada. Em seguida, quando o teste é finalizado, o poço é fechado e após um período de estabilização da pressão, esta é medida e calcula-se a pressão estática P_e. Dados os valores de pressão e vazão determina-se o IP.

O índice de produtividade é característica do meio poroso. Se um poço possui meio pouco permeável ou o fluido tem alta viscosidade, será mais difícil escoar fluidos até o poço devido ao aumento da perda de carga no reservatório. Assim, o *drawdown*, diferença entre pressão estática e pressão de fundo de poço aumenta e para uma mesma vazão o IP diminui.

No início da produção, o fluxo encontra-se em regime transiente, ou seja, quando a pressão de reservatório sofre significativas alterações com o tempo. Nesse regime, o *drawdown*, que corresponde ao diferencial de pressão entre a pressão estática e a pressão de fluxo do poço, não está estabilizado e por consequência o índice de produtividade apresenta uma leve queda. Após um certo tempo, o regime de fluxo entra em regime pseudo-estacionário, isto é, quando a pressão em qualquer ponto do reservatório sofre uma queda constante ao longo do tempo. Neste regime a variação da pressão estática é lenta e pode-se considerar que o *drawdown* é constante e, por consequência, o índice de produtividade. Em termos teóricos, quanto maior o diferencial de pressão, maior será a vazão de líquido produzida no poço. No entanto, quando o poço é surgente existe uma pressão mínima para que o óleo chegue aos separadores. A Figura 4.2 mostra o gráfico do índice de produtividade em reservatório subsaturados ao longo do tempo.

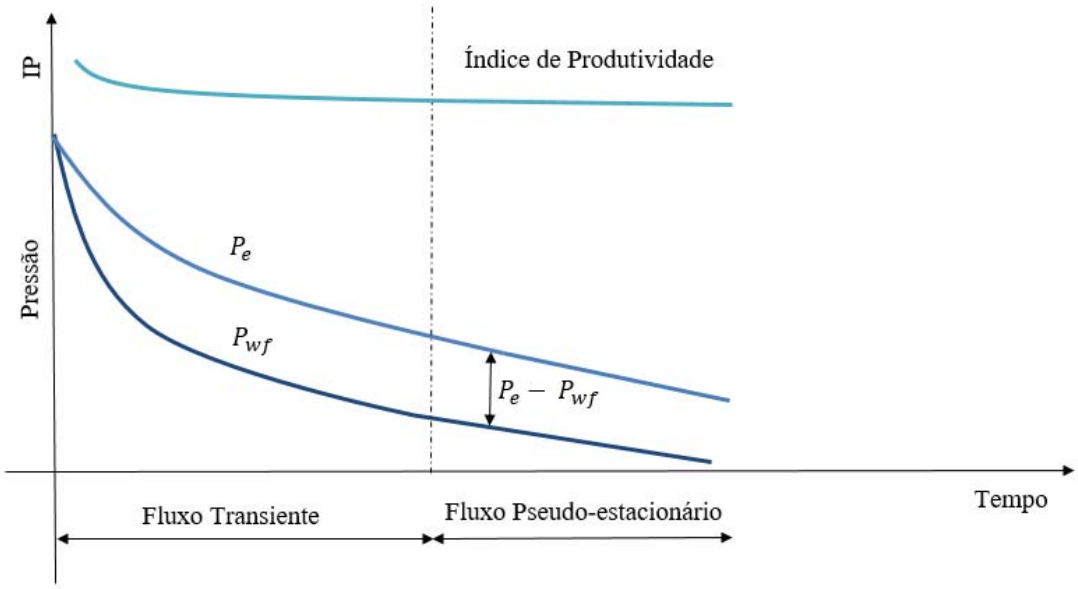

Figura 4.2 – *Drawdown* e índice de produtividade ao longo do tempo para reservatórios subsaturados. Fonte: Figura adaptada de [35].

O índice de produtividade é sempre referenciado na vazão padrão de líquido, ou seja, vazão de água e óleo produzidas, como mostra a Equação (4.38).

$$IP = \frac{Q_{o_{st}} + Q_{w_{st}}}{(P_e - P_{wf})} \tag{4.38}$$

O valor do IP é muito importante para a determinação da pressão de fundo de poço. Para IP muito baixos, para uma dada vazão fixa, toda pressão estática do reservatório é absorvida pelas perdas de carga do reservatório. Desta forma, o poço não produzirá ao fluir pela tubulação, pois nesse caminho também há perdas de carga, ou seja, não há pressão suficiente para o escoamento na tubulação já que toda pressão foi utilizada no meio poroso. Já para IP muito altos, a variação no índice de produtividade não representa grandes alterações e não traz resultados expressivos a para a produção e a pressão de fundo de poço se aproxima da pressão estática, o que não é suficiente para o escoamento na tubulação [49].

Segundo ANDREOLLI [49], para vazões altas em torno de 4.000 sm^3/d a 5.000/d sm^3 de líquido, índices de produtividade por volta de 43 bbl/d/psi produzem um gradiente de pressão por volta de 580 psi. Já para este parâmetro por volta de 173 bbl/d/psi geram

gradiente de pressão por volta de 145 psi. Valores de IP maiores que 173 bbl/d/psi, já não geram resultados positivos para o fluxo nas tubulações.

4.2.1 Modelos de IPR

Matematicamente, quando o índice de produtividade é constante, reescreve-se a Equação (4.38) em termos de pressão de fluxo do poço em função da vazão, a equação torna-se linear tal como mostra a Equação (4.39) e a esta curva denomina-se *Inflow Performance Relationship* (IPR). O índice é referenciado por poço e não pelo reservatório. Na Figura 4.3, o ponto onde a vazão zero corresponde a pressão do reservatório e o ponto onde teoricamente a pressão de fundo é igual a zero corresponde o *Absolute Open Flow* (AOF), a vazão máxima que o sitema poderia ser alcançada.

$$Q_{LIQ} = IP\ (P_e - P_{wf}) \tag{4.39}$$

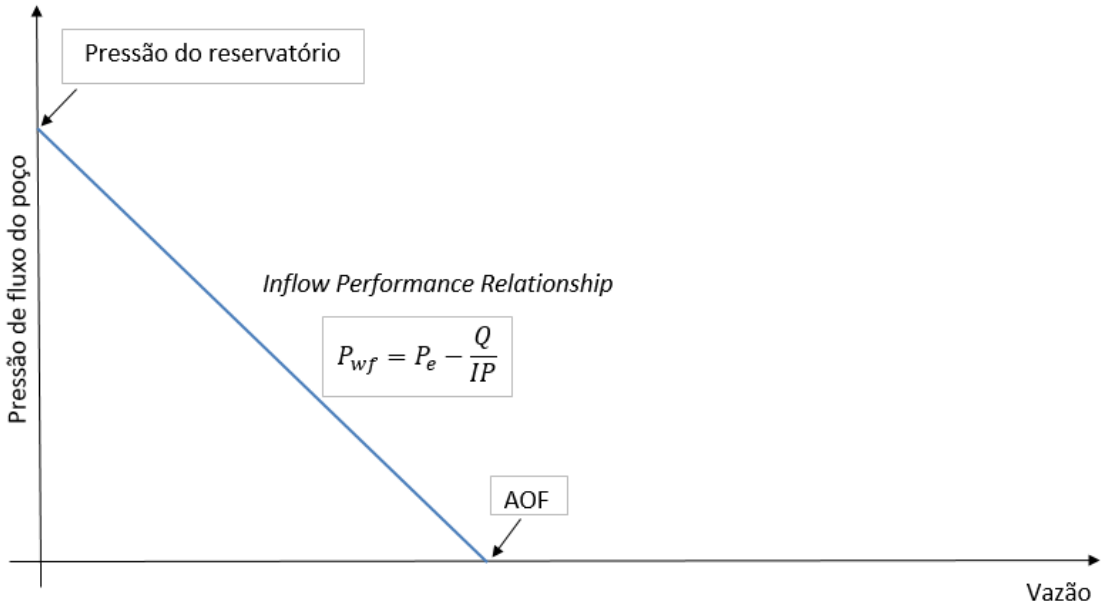

Figura 4.3 – Curva IPR.

O modelo linear da IPR é muito utilizado, porém bastante simplificado, uma vez que considera o meio poroso monofásico e incompressível. Este modelo é inviabilizado quando a pressão de poros do reservatório está abaixo da pressão de saturação do óleo. Isso ocorre, pois, uma vez que o gás dissolvido no óleo é liberado, aumenta a saturação de gás no óleo e, consequentemente, altera a permeabilidade relativa ao óleo. Uma vez alterada a permeabilidade relativa ao óleo, o índice de produtividade passa a variar com a pressão, portanto o modelo linear é invalidado.

Além disso, como SANTANA [45] aponta, existem outros fatores que influenciam na alteração do padrão linear da IPR como o aumento da viscosidade, efeitos de turbulência e mudanças no dano à formação do poço. Para tipos de escoamento em que não são atendidas as condições de escoamento monofásico de óleo, sem liberação de gás associado, permeabilidade relativa ao óleo constante e fluido incompressível, diversos modelos empíricos foram propostos. A Equação (4.40) apresenta uma forma geral de representar os modelos de IPR em função do fator b, tal que Q_{max} representa o AOF. Na Tabela 4.2 estão os valores de b para alguns dos modelos de IPR conhecidos.

$$\frac{Q}{Q_{máx}} = 1 + b * \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right) - (1 + b) * \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right)^2 \tag{4.40}$$

Tabela 4.2 – Parâmetros de IPR para diferentes correlações. Fonte: [49].

IPR	b
Linear	-1
Wiggins	-0,52
Vogel	-0,2
Klins	-0,1225
Fetkovich	0

Para reservatórios abaixo da pressão de saturação, o método mais utilizado é o método de Vogel, principalmente para reservatórios com capa de gás e considerável influxo de água. Também pode ser aplicado para um reservatório que produz volume considerável de água, onde o escoamento é trifásico exceto para volumes excessivos de água (valores acima de 50% de água). Para valores de água acima da metade, ocorre distorção, o escoamento tende a ser incompressível e se aproxima do modelo linear [49].

Este método foi desenvolvido a partir de um modelo computacional em um simulador de reservatórios para estudar o comportamento de poços com mecanismo de produção de gás em solução e gerou diversas curvas IPR para reservatórios de óleo saturados hipotéticos em diversas condições. Através desse experimento, percebeu que todos os resultados convergiam para um mesmo perfil padrão genérico que corresponde a Equação (4.41). Mais tarde, PATTON *et al.* [50] descobriram que esse perfil apresenta

resultados significativos para quase todos os poços com pressão de fundo abaixo do ponto de bolha.

$$\frac{Q}{Q_{máx}} = 1 - 0{,}2\frac{P_{wf}}{P_e} - 0{,}8\left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right)^2 \tag{4.41}$$

Nos casos em que as condições do fluido do reservatório encontram-se acima do ponto de bolha, mas a pressão de fundo está inferior a esse ponto utiliza-se uma variação do método de Vogel combinada com a equação da IPR linear como mostra a Equação (4.42) onde Q_b é a vazão de produção no ponto de bolha representado pela Equação (4.43).

$$Q = Q_b + \frac{IP\ P_b}{1{,}8}\left(1 - 0{,}2\left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0{,}8\left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2\right) \tag{4.42}$$

$$Q_b = IP(P_e - P_b) \tag{4.43}$$

Reorganizando as equações é possível escrevê-las para o cálculo do IP quando se necessita realizar testes. A Equação (4.42) representa o cálculo do IP para o caso em que a pressão de fundo está superior ao ponto de bolha e a Equação (4.43) quando a pressão de fundo é inferior ao ponto de bolha.

4.2.2 Variação temporal do índice de produtividade

Ao longo do tempo, as propriedades dos fluidos variam. Além disso, a pressão estática sofre redução, mesmo com os mecanismos de produção explicados no Capítulo 3. Se as propriedades se mantivessem constantes e só a pressão estática variasse, observaríamos retas paralelas ou curvas para a IPR. Uma vez que variam deixam de ser paralelas. O mesmo ocorre com o método de Vogel como mostra a Figura 4.4 onde a tangente do ângulo ϕ representa o IP e Temp um tempo dado.

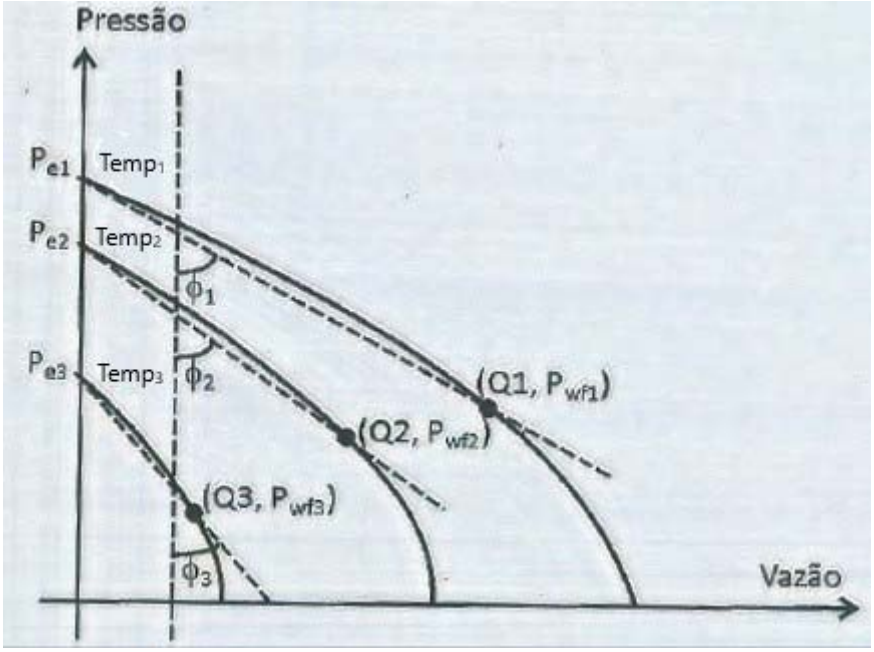

Figura 4.4 – Variação da curva IPR para diversos tempos T. Fonte: [49].

Na IPR não linear, é importante abordar que o IP varia tanto com o tempo quanto com a condição de produção. Considerando a IPR como uma curva, a razão Q/ΔP não é constante, ou seja, um teste realizado em baixa vazão fornece um valor de índice de produtividade 1, já um teste em alta vazão fornece outro valor índice de produtividade 2, menor que o primeiro.

4.2.3 IPR versus TPR

As curvas IPR são importantes para prever o comportamento do reservatório sem que haja necessidade de fazer a simulação de fluxo de fluidos no meio poroso e são fornecidas de forma desacoplada pela Engenharia de Reservatórios. Elas também podem ser ajustadas por testes de produção e, assim, ajustar o modelo de reservatórios.

Para saber se o gradiente de pressão restante depois da passagem pelo meio poroso é suficiente para elevar os fluidos até a plataforma é necessário traçar a TPR, ou curva de pressão requerida. Essa curva é gerada pela disciplina de Elevação e Escoamento e representa as perdas de carga do sistema somadas da pressão do nó mais a jusante do sistema de escoamento em análise. A pressão requerida calculada para traçar a TPR depende de como o fluido se move através do sistema de produção.

Para que se encontre a vazão de equilíbrio é necessário observar se a vazão requerida pela TPR será a vazão disponível pela IPR, ou seja, o cruzamento das duas

curvas. A pressão de chegada na plataforma também influencia na vazão e atua diretamente na TPR. Quanto maior a pressão de chegada, maior a pressão de fundo e, consequentemente, menor a vazão de equilíbrio. A pressão de chegada é necessária para o processamento dos fluidos e depende do sistema da unidade de produção. De acordo com ANDREOLLI [49], um valor típico em unidades offshore é 145 psi.

Para alterar a vazão é obrigatório alterar as curvas de IPR e TPR. Alterar a IPR é algo mais complexo porque significa alterar as propriedades do meio poroso, o que pode ser feito com operações de fraturamento ou acidificação. Já alterar a TPR, é algo mais simples porque envolve mudanças na tubulação como o aumento do diâmetro das tubulações, isolamento térmico, redução da pressão de chegada ou elevação artificial.

Desta forma, o cruzamento da IPR com a TRP identifica em cada tempo a produção futura. Para valores intermediários dos parâmetros, a vazão é determinada por interpolação. O resultado final da análise gera a curva de produção de um poço e assim esse método é aplicado aos demais poços a fim de se obter a curva de produção de um campo. Se a análise for realizada para múltiplos sistemas de escoamento de tubulações é possível obter variadas curvas de produção e apontar o melhor sistema através da análise econômica e da disponibilidade de linhas e equipamentos [49]. Nesse projeto, a vazão de equilíbrio de todos os poços é encontrada de forma que seja produzida a máxima vazão no *manifold* para diversos comprimentos de *flowlines* e, assim eleita a posição do *manifold* que alcance esse objetivo.

4.3 Razão Gás-Óleo

A razão gás-óleo (RGO) avalia a quantidade produzida de gás em relação a quantidade de óleo. Este parâmetro é muito importante tanto para as medições de teste de poço e teste de produção quanto para o cálculo da vazão de óleo produzida e o escoamento do óleo desde o poço até o *manifold* e pode ser expresso pela Equação (4.44).

$$RGO = \frac{Q_g}{Q_o} \tag{4.44}$$

Quando o óleo no reservatório é pesado, ou seja, quando o °API é baixo, a capacidade de conter gás dissolvido é menor do que óleos mais leves. O RGO do sistema *Black-Oil* geralmente varia entre zero até 2000 scf/bbl [51] e é constante até o momento

que atinge o ponto de bolha. Abaixo desse ponto, o óleo deixa de ser saturado, portanto, gás começa a se desprender do óleo.

Na literatura existem muitos estudos sobre qual seria a curva mais apropriada para representar a variação da curva de razão gás-óleo ao longo do tempo e análises de incerteza para identificar algum padrão, mas este parâmetro não possui uma curva definida e varia muito de poço para poço em um mesmo campo. Isso porque, em condições reais, ele não é medido diretamente, mas através de medições de vazão, de gás produzido e de gás *lift* o que dificulta construir um método bem definido para caracterizá-lo [52].

Segundo aponta SILVA [53], a medição de RGO é importante para o gerenciamento do reservatório, porém realizá-la é complexo. já que existe mais de um fluido percorrendo simultaneamente todo o trajeto desde o fundo de poço até o separador.

4.3.1 Separador de teste

O separador de teste visa separar fisicamente as diversas fases e medí-las afim de se obter a razão gás-óleo, entre os parâmetros operacionais. A Figura 4.5 mostra um exemplo esquemático de um separador de teste.

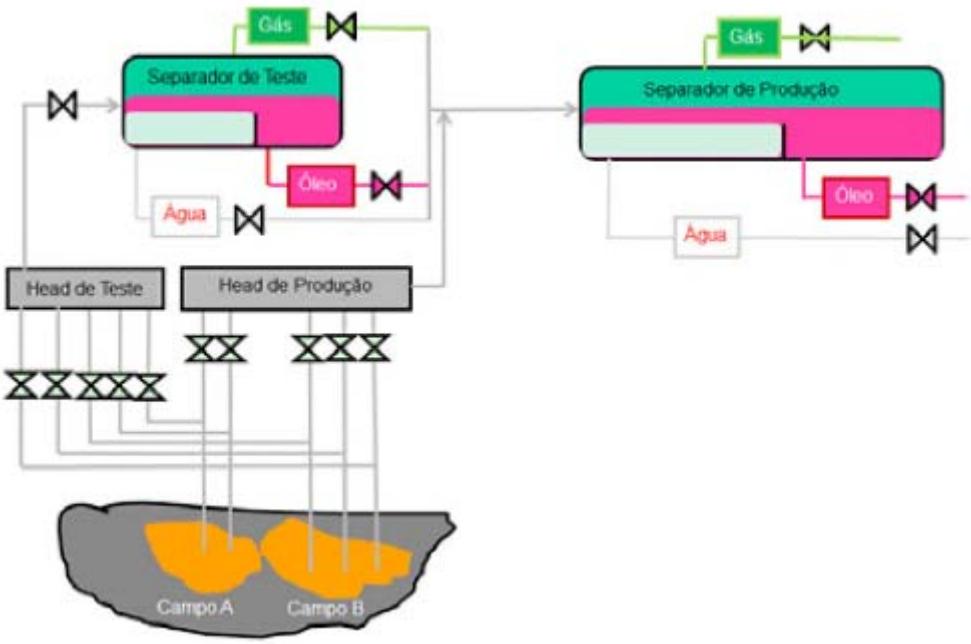

Figura 4.5 – Separador de teste. Fonte: [53].

Primeiramente, realiza-se o alinhamento do poço ao *head* de teste, em seguida o *choke* é regulado e então é aguardada a estabilização do poço. No momento em que a produção é estabilizada, inicia-se o processo de medição e armazenamento. No caso do uso de *manifold*, o tempo de estabilização é maior uma vez que este usualmente é instalado em lugares mais afastados e assim os fluidos percorrem maiores distâncias. SILVA [53] ilustra o processo de medição convencional na Figura 4.6.

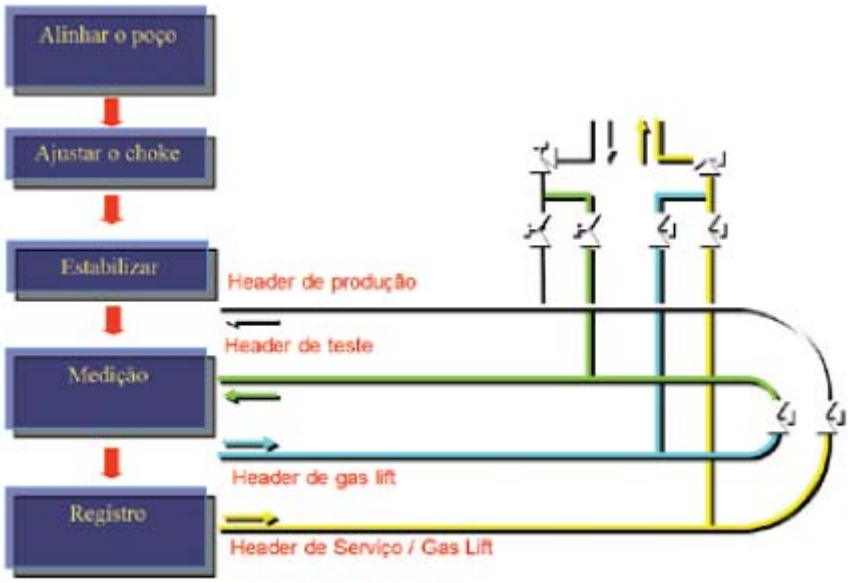

Figura 4.6 – Processo de medição convencional. Fonte: [53].

No entanto, existem algumas desvantagens em relação a medição convencional como: alto custo; alta demanda de tempo para medição; não é possível realizá-la de forma contínua (somente por amostras; e ocorrem mudanças nas condições de operação do poço quando este não é projetado para a introdução de um separador de teste.

4.3.2 Medição multifásica da vazão

A medição multifásica é feita através de um medidor multifásico que são aparelhos capazes de medir o fluxo de óleo, gás e água ainda sob a forma de mistura. A condição necessária para o funcionamento do medidor é medir a fração de fase em um dado tempo na seção transversal do tubo e a velocidade da fase líquida e gasosa [54].

No medidor multifásico é medida a taxa de fluxo de cada fase através da fração ocupada pela fase multiplicada pela área e a velocidade da fase de acordo com a Equação (4.45), onde Q_v é a vazão volumétrica, V é o volume, α é a fração de área ocupada pela

fase e A corresponde a área da fase. As densidades são fornecidas através de dados PVT [55].

Segundo ROCHA [54], os medidores podem ser divididos em três categorias. Na primeira categoria, o fluxo de fluidos é medido sem a separação de suas fases e são utilizados no fundo do poço. O medidor no fundo do poço permite que a medição das vazões seja feita em condições mais próximas do reservatório. No caso de poços horizontais e poços multilaterais, é possível medir a contribuição de cada zona produtora. Na segunda categoria, a quantidade de gás com água dissolvida é mensurada, ou gás úmido, localizado nos separadores ou trem de separadores. Por fim, a terceira categoria, o fluxo de fluidos é medido mediante a separação parcial ou total dos fluidos.

$$Q_v = \alpha\, A\, V \tag{4.45}$$

De acordo com SILVA [53], o uso de medidores de fluxo multifásico propicia muitas vantagens como: redução do tempo de medição, extinção de linha e de separadores de teste, melhor gerenciamento do reservatório, controle adequado das vazões de gás das válvulas de gás *lift*, automação e otimização da produção e identificação de uma possível parada da produção já que toda medição é feita em tempo real.

Nos poços produzidos por gás *lift*, cada poço possui um medidor multifásico, e é possível modelar uma função de otimização da produção dos poços levando em consideração a vazão de gás injetado, custo da injeção de gás e a produção de óleo, gás e água [53].

Ainda é possível que os medidores estejam localizados no *manifold* como mostra a Figura 4.7. Neste caso, há um medidor por poço e a eliminação de linhas e separadores de teste e todo monitoramento é feito em tempo real.

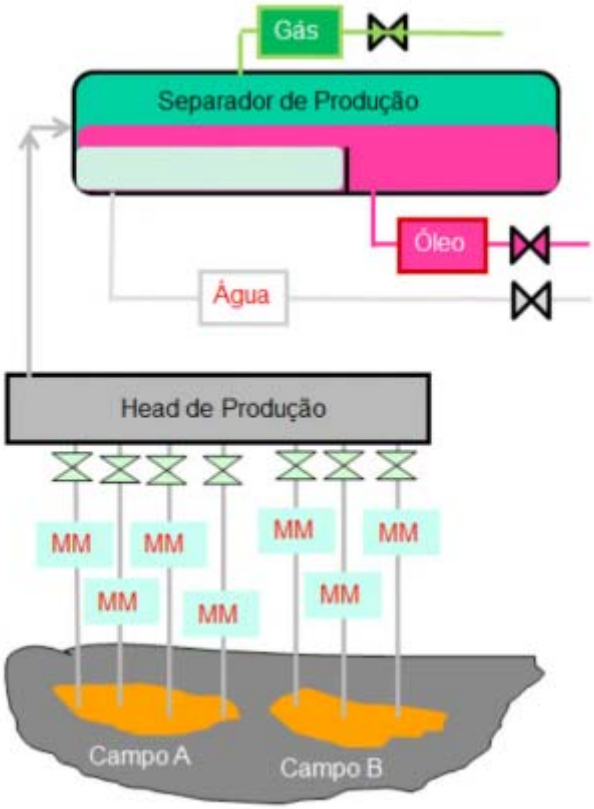

Figura 4.7 – Medidores localizados no *manifold*. Fonte: [53].

4.4 Basic Sediment Water

Durante a produção de óleo em um poço é natural que, juntamente ao óleo, água seja produzida devido a diversos fatores como as propriedades e condições do reservatório, proximidade com aquíferos ou injeção de água como método de recuperação secundária. Dependendo das condições de produção e no estágio de produção que o campo esteja este parâmetro pode variar de 0 até 100% como quando há formação de cones de água, quando a vazão de produção de água atinge um limite crítico. O *Basic Sediments and Water*, muitas vezes chamado de corte ou fração de água ou simplesmente muito conhecido pela sigla BSW é expresso a rigor pela Equação (4.46). Usualmente, como em muitos campos a quantidade de sedimentos é significativamente inferior à de água, o BSW é utilizado como parâmetro de determinação da quantidade de água presente no óleo.

$$BSW = \frac{Q_{w+sedimentos}}{Q_{w+sedimentos} + Q_o} \tag{4.46}$$

O cálculo do BSW é importante na determinação da vazão, pois a grande parte das correlações de escoamento multifásico consideram a mistura água-óleo como uma fase com densidades e viscosidades médias e inserem o BSW dentro da formulação para considerar qual parcela é referente ao óleo e qual parcela é referente a água. Apesar de ser a abordagem mais utilizada, aplicar o BSW dessa forma resulta em erros que fazem aumentar a sensibilidade deste parâmetro quanto a precisão da sua medição.

A água presente no óleo pode estar contida de três maneiras: água livre, água emulsionada ou água solúvel. A água livre caracteriza-se por não estar quimicamente ligada ao óleo. Isso significa que os dois líquidos são produzidos ao mesmo tempo, porém em velocidades diferentes. Já a água emulsionada apresenta ligação química ao óleo, gerando emulsão água-óleo devido a diversos fatores como regime de fluxo turbulento ou cisalhamento nos equipamentos como bombas e válvulas. Por fim, na água solúvel, os dois líquidos são considerados imiscíveis, porém ocorre solubilidade em baixo grau da água com o óleo devido a temperatura ou tipo de hidrocarboneto.

Em um campo em operação, o BSW é medido através do monitoramento contínuo de amostras coletadas na superfície nos vasos separadores ou amostras coletadas em tanques. As condições de medição variam de acordo com o campo produtor, suas facilidades de produção e custos envolvidos. PESSOA [56] levanta os principais métodos de obtenção do BSW: Micro-ondas, condutividade elétrica, aceleração de Coriolis, através de coletas de amostras de campo, pela medição da vazão bruta e a partir da pressão estática.

4.4.1 Microondas, condutividade elétrica e aceleração de Coriolis

Esses métodos são apropriados para unidades de produção que contenham processamento primário no campo, poços de alta produtividade e pouco espaço disponível para facilidades de produção. Este fato é devido aos altos custos dos medidores quando utilizados para poços de baixa produção. Outro importante fato para destacar é que eles são sensíveis a homogeneidade da mistura e presença de gás [56].

O método de micro-ondas está baseado na medição do comprimento e do ângulo de fase de uma onda que percorrem em meio a mistura água-óleo. A onda irá variar dependendo da fração de água na mistura.

Já o método de condutividade elétrica utiliza um sensor indutivo para medir a condutividade elétrica da mistura e assim é associada a quantidade de água da mistura.

Por fim, no método da aceleração de Coriolis mede-se a torção de um tubo em U. A torção é proporcional a massa específica da mistura contida no tubo. Este método requer o conhecimento prévio das massas específicas da água e do óleo.

4.4.2 Coleta de amostras em campo

Nesse método, coleta-se, na cabeça de poço ou em vasos separadores de teste, uma amostra de fluido do poço. Em seguida, a vazão total do fluido é medida por medidores de vazão convencionais. Por fim, a amostra coletada é analisada em laboratório através de processos de aquecimento ou centrifugação, para que a água seja separada do óleo. Assim, uma vez separada a água, calcula-se o BSW através da razão entre água e óleo ou através da destilação usando um desemulsificante [56].

De acordo com PESSOA [56], outra opção é recolher as amostras do tanque de teste em maior quantidade e após uma certa quantidade de tempo de repouso, a vazão é calculada a partir da medição da variação do fluido no tanque e do tempo de coleta, armazenada num tanque. Desta forma, a medição é feita através de medidores de nível ou através da medição da água livre através da interface de contato água-óleo.

4.4.3 Medição da vazão bruta

Muito utilizado em campos terrestres, este método consiste em inicialmente acumular a produção em um tanque, chamada de vazão de óleo bruta, durante um certo período de tempo. Em seguida, a obtenção do BSW é feita em duas etapas. Na primeira etapa, realizada no campo, determina-se o volume de água livre através da medição da água recolhida de uma caixa de drenagem e o excedente é o volume de óleo mais água emulsionada. Já na segunda etapa, a obtenção de separação da água do óleo na emulsão é feita através do processo de aquecimento e centrifugação. Assim, o BSW é a razão da água obtida nas duas etapas pelo volume total de fluido no tanque [56]. Deste modo também pode-se obter a vazão de óleo através da Equação (4.47).

$$Q_o = Q_{bruto}(1 - BSW) \tag{4.47}$$

4.4.4 Medição da pressão estática

Em um tanque cilíndrico são adicionados dois fluidos: emulsão de água em óleo e emulsão de óleo em água onde P_1 representa a pressão estática do primeiro fluido e P_2 representa a pressão estática do segundo fluido em kg/cm^2, h é a altura em metros do cilindro, ρ_w é a densidade da água e ρ_o é a densidade do óleo e estão representados na Figura 4.8. Desta forma o BSW é calculado através da Equação (4.48) [56].

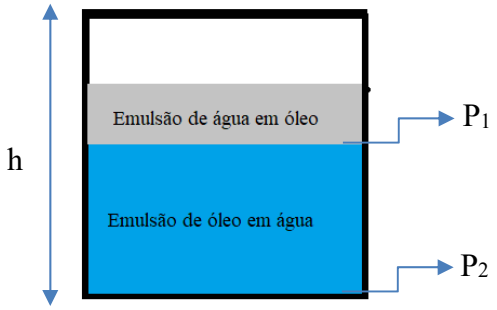

Figura 4.8 – Medição da pressão estática. Fonte: Figura adaptada de [56].

$$BSW = \frac{(10,198\, P_2 \,/\, h) - d_o}{\rho_w - \rho_o} \tag{4.48}$$

4.5 Parâmetros Operacionais

4.5.1 Vazão

Durante a produção de um campo, um dos fatores mais importantes é garantir a melhor vazão possível dos poços. As vazões de óleo e gás de um poço podem ser calculadas através das Equações (4.49) e (4.50) em ft^3/s onde Q_o é a vazão de óleo in-situ, Q_g é a vazão de gás in-situ, $Q_{o_{st}}$é a vazão de óleo nas condições padrão e $Q_{g_{st}}$ é a vazão de gás nas condições padrão, P é a pressão na temperatura média no ponto desejado em psia, T a temperatura média no ponto desejado em Rankine, R_s é a razão de solubilidade em scf/stb, B_o é o fator volume de formação do óleo em bbl/stb e Z é o fator de compressibilidade.

$$Q_o = 6.498\ 10^{-5} Q_{o_{st}} B_o \tag{4.49}$$

$$Q_g = \frac{3.27\,.\ 10^{-7}\,.Z\,.T\,.\ (Q_{g_{st}} - Q_{o_{st}} R_s)}{P} \tag{4.50}$$

Para o cálculo das vazões de óleo e gás nas condições padrão são calculadas pelas Equações (4.51) e (4.52), respectivamente, onde IP é o índice de produtividade dos poços, P_e é a pressão estática do reservatório, P_{wf} é a pressão de fundo de poços em fluxo e RGO é a razão gás óleo.

$$Q_{o_{st}} = IP(P_e - P_{wf}) \tag{4.51}$$

$$Q_{g_{st}} = Q_{o_{st}} RGO \tag{4.52}$$

4.5.2 Velocidade superficial e média

Grande parte das correlações de fluxo multifásico considera o parâmetro operacional chamado de velocidade superficial. Ela é definida como a velocidade que a fase exibiria caso estivesse escoando sozinha através de toda seção de tubulação. A Equação (4.53) representa a velocidade superficial do óleo $v_{o_{sp}}$. Já a Equação (4.54) representa a velocidade superficial do gás $v_{g_{sp}}$, onde A_t é a área transversal do duto em ft^2 definida pela Equação (4.55) e as vazões estão em ft/s.

$$v_{so} = \frac{Q_o}{A_{tr}} \tag{4.53}$$

$$v_{sg} = \frac{Q_g}{A_{tr}} \tag{4.54}$$

A velocidade média é a soma das velocidades superficial do gás e do óleo como mostra a Equação (4.55).

$$v_{s_{média}} = v_{o_{sp}} + v_{g_{sp}} \tag{4.55}$$

4.5.3 *Hold-up*

O *hold-up* de uma substância líquida ou gasosa constitui-se como a relação entre o volume da substância em um determinado trecho da tubulação e o volume total desse mesmo trecho como mostra a Equação (4.56).

$$H_s = \frac{volume\ ocupado\ pela\ substância\ líquida\ ou\ gasosa}{volume\ do\ trecho\ de\ tubulação} \tag{4.56}$$

Quando o *hold-up* de líquido é zero significa que há somente gás na tubulação e quando é 1 significa que há somente líquido na tubulação. De acordo com VILLELA

[57], o método mais comum de medir o *holp-up* é isolar uma parte da tubulação entre válvulas de fechamento rápido e medir o líquido fisicamente capturado.

No caso em que as fases estão fluindo pela tubulação à mesma velocidade, ou seja, sem escorregamento, o *hold-up* de líquido ou gás é dito sem escorregamento. As Equações (4.57), (4.58) e (4.59) representam o cálculo do *hold-up* de líquido λ_L e *hold-up* de gás λ_G sem escorregamento, respectivamente, onde Q_L é a vazão de líquido e Q_g é a vazão de gás.

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_g} \tag{4.57}$$

$$\lambda_G = \frac{Q_G}{Q_L + Q_g} \tag{4.58}$$

$$\lambda_G = 1 - \lambda_L \tag{4.59}$$

4.6 Padrões de Escoamento Multifásico

O fluxo multifásico em dutos percorre trechos horizontais, verticais e inclinados. Dependendo da natureza da inclinação, devido à diferença de velocidade entre as fases líquidas e gasosas, é adotado um método distinto de cálculo, como foi explicado na seção 4.5. A forma em que o líquido e o gás se distribuem no duto é denomindo padrão de escoamento. A Figura 4.9 mostra um exemplo de gráfico usado para a determinação do padrão de escoamento. Esta é uma das etapas para o equacionamento da perda de carga no escoamento multifásico [[1]] [49].

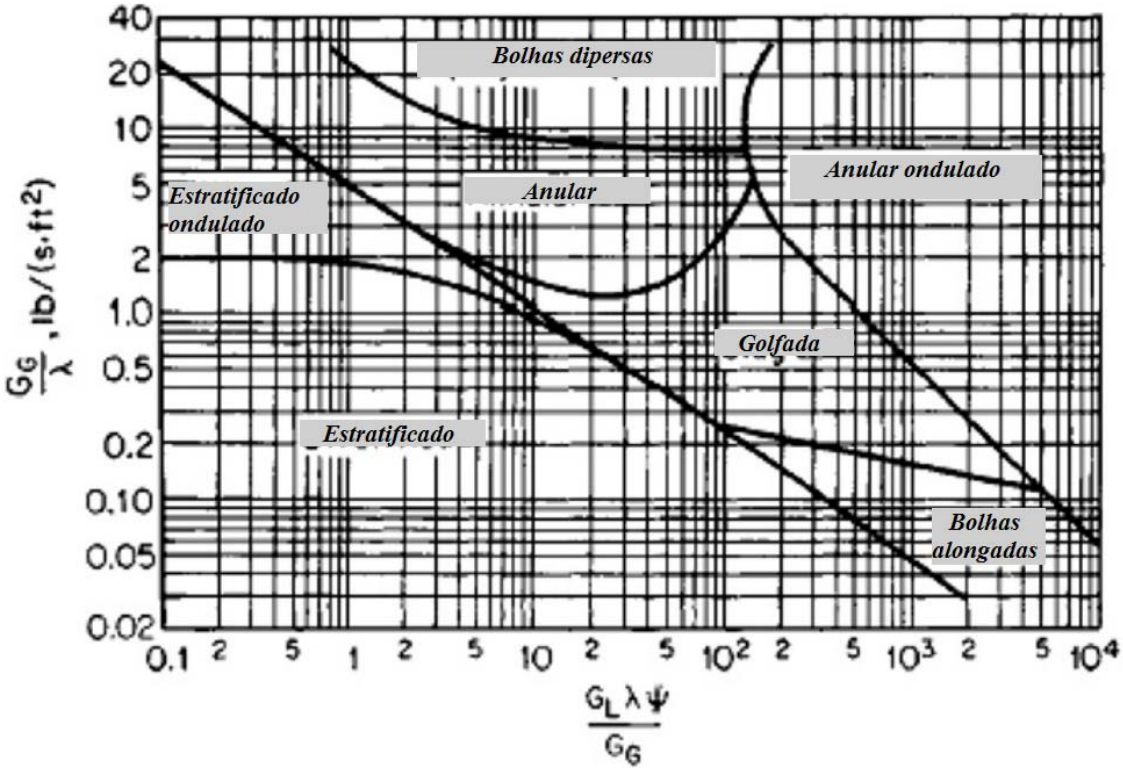

Figura 4.9 – Padrão de escoamento. Fonte: [1].

Para dutos horizontais, existem mapas e correlações que preveem aproximadamente o comportamento dos padrões de escoamento. De maneira geral, os padrões são distribuídos em: padrão estratificado, padrão intermitente, padrão anular e padrão bolhas dispersas.

O padrão estratificado é identificado por separação gravitacional entre as fases líquidas e gasosas. O líquido se distribui na parte inferior da tubulação e o gás na parte superior e se dá quando as vazões de ambas as fases são baixas. É dividido entre estratificado liso (Figura 4.10.A) e estratificado ondulado (Figura 4.10.B) sendo este último distinguido pela velocidade da fase gasosa ser mais alta que o anterior [49].

O padrão intermitente é identificado pela alternância entre vazões das fases líquidas e gasosas. Pistões da fase líquida escoando em alta velocidade alternam-se por bolhas de gás contendo uma camada de líquido estratificada escoando no fundo do tubo. Quando em baixas vazões de gás, o padrão é chamado de bolhas alongadas (Figura 4.10.C) onde o pistão de líquido apresenta-se sem bolhas de gás. Já em altas vazões de gás, o padrão é chamado de golfada (Figura 4.10.D) contendo pequenas bolhas dispersas na parte superior e dianteira do pistão [49].

O padrão anular é identificado pelas excessivamente altas vazões de gás onde o gás viaja pelo centro da tubulação e eventualmente possui gotas de líquido. O líquido forma uma película ao redor da parede da tubulação. A diferença entre o anular (Figura 4.10.E) e o anular ondulado (Figura 4.10.F) é que nesse último o líquido se move formando pequenas ondas que tocam a parte superior da tubulação, mas não formam pistões [49].

Por fim, o padrão bolhas dispersas (Figura 4.10.G) caracteriza-se pelas altas vazões de líquido e gás, ambos aproximadamente na mesma velocidade, sem escorregamento. A fase líquida é contínua e a gasosa apresenta-se na forma de bolhas dispersas [49].

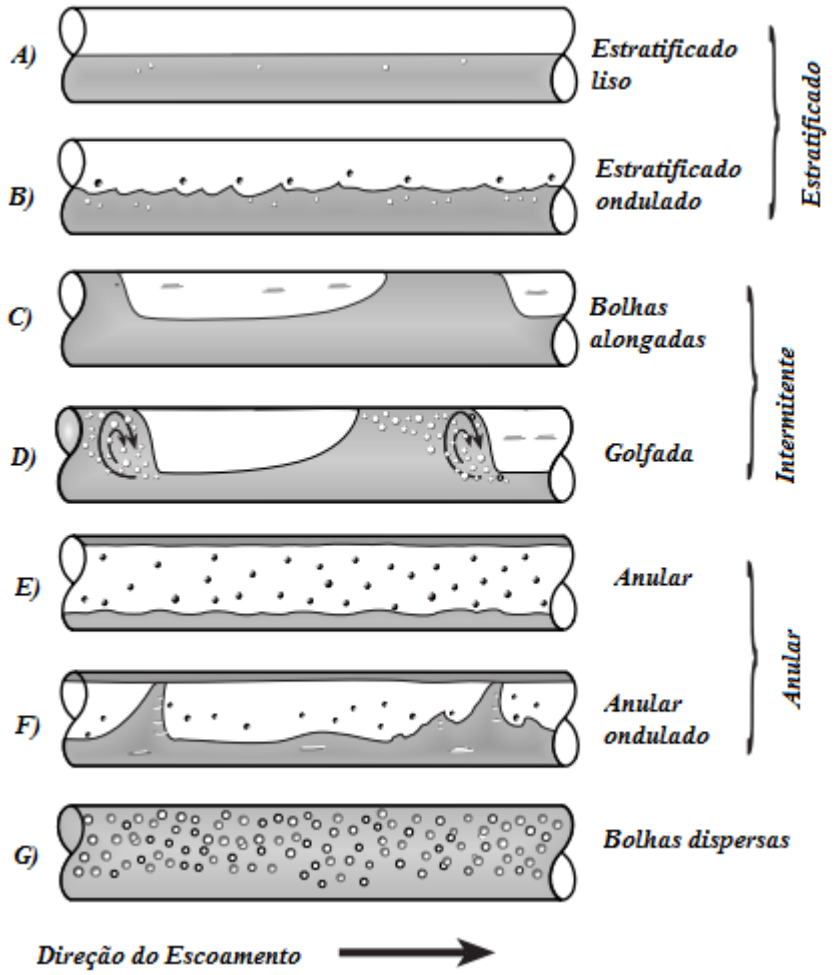

Figura 4.10 – Padrões de escoamento horizontal. Fonte: [49].

Para dutos verticais, os padrões de escoamento são classificados em: bolhas, golfadas, caótico, anular, e bolhas dispersas.

O padrão bolhas (Figura 4.11.A) é caracterizado pela fase gás disperso na fase líquida, fase contínua, em pequenas bolhas que se movem, que sobem e descem homogeneamente na seção. Ocorre quando há baixas vazões de líquido em que o nível de turbulência é significantemente baixo. O escorregamento entre as fases líquida e gasosa resulta em um valor de *hold-up* líquido significantemente elevado [58].

O padrão golfada (Figura 4.11.B) define-se pela fase líquida contínua e formação de grandes bolhas de gás (Bolhas de Taylor) que ocupam praticamente todo o diâmetro da tubulação. Nesse padrão uma fina película de líquido percorre a tubulação. As propriedades da mistura variam muito ao longo da tubulação e são importantes para o cálculo da perda de carga [58].

O padrão caótico (Figura 4.11.C) caracteriza-se movimento oscilatório da fase líquida e ocorre em vazões altas de gás. Não há uma definição clara entre as fases e ocorre a transição da fase líquida contínua para a fase gás contínua. Os pistões de líquido são estourados pela fase gasosa, descem e se fundem aos novos pistões [58].

O padrão anular (Figura 4.11.D) é similar ao padrão anular para dutos horizontais. O gás escoa pelo centro e o líquido forma um filme quase uniforme na parede. O escoamento está associado a uma estrutura interfacial ondulada causando uma tensão de cisalhamento alta nas paredes do duto [58].

O padrão bolhas dispersas (Figura 4.11.E) é similar ao do escoamento horizontal e ocorrem quando a vazão de líquido é consideravelmente alta. A fase gasosa está dispersa como bolhas de gás espalhadas na fase contínua líquida, a qual carrega estas bolhas de gás. Não há escorregamento entre as fases, assim o escoamento é considerado homogêneo sem escorregamento [58].

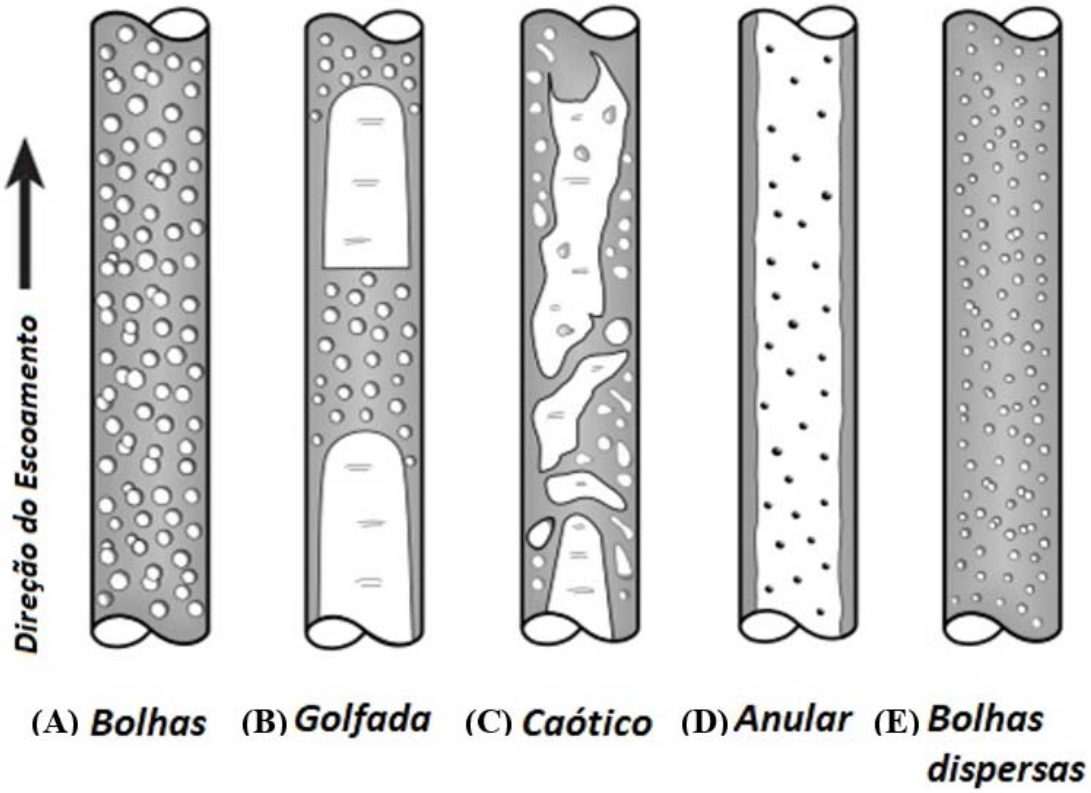

Figura 4.11 – Padrões de escoamento vertical ascendente. Fonte: [58].

4.7 Perda de Carga de Fluidos Multifásicos

O fluxo de qualquer fluido ao longo da coluna de produção, *flowline* ou *pipeline* submetido às alterações de temperatura e pressão é quantificado através da conservação de massa, momento e energia. De acordo com a equação de Bernoulli, o fluxo monofásico estacionário pode ser escrito pela Equação (4.60) onde p_1, v_1, γ_1, h_1 representam a pressão, densidade, velocidade, massa específica e altura no ponto do fluido no ponto 1, respectivamente e p_2, v_2, γ_2 e h_2 representam a pressão, densidade, velocidade, massa específica e altura no ponto 2, respectivamente. O somatório de perdas de energia devida a tensão cisalhante do fluido na parede do duto é representada por E_f, E_l representa o somatório devido a perdas de energia locais do sistema e E_{mec} representa a energia mecânica adicionada ao sistema por unidade de peso adicionada por uma máquina hidráulica. A Figura 4.12 representa graficamente as parcelas da equação de Bernoulli.

$$\frac{p_1}{\gamma_1} + v_1^2 + h_1 = \frac{p_2}{\gamma_2} + \frac{v_2}{2g} + h_2 + \sum E_f - \sum E_l - E_{mec} \tag{4.60}$$

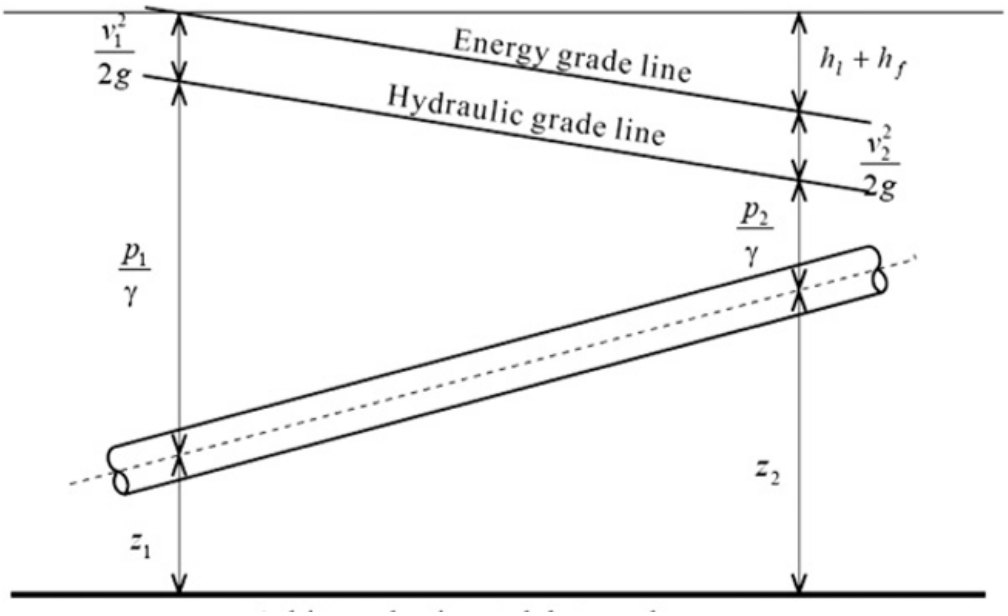

Figura 4.12 – Perda de carga em uma tubulação inclinada. Fonte: [[1]].

Considerando que o estudo não irá considerar adição de nenhuma máquina hidráulica, como uma bomba, nem restrições ou estrangulamentos em válvulas rearrumando a Equação (4.60) pode ser representada por três parcelas responsáveis pela perda de carga em um fluxo monofásico: Elevação, que corresponde a pressão hidrostática do fluido; fricção, que corresponde a tensão cisalhante do fluido no duto; aceleração, que corresponde às mudanças na velocidade do fluido. Para um duto inclinado de θ, fator de fricção f_{fr}, velocidade do fluido v, densidade do fluido ρ, e diâmetro da linha ou coluna D, a perda de carga total de uma linha ou coluna por unidade de comprimento do fluxo monofásico representado por essas parcelas é demonstrado na Equação (4.61) onde a primeira parcela do lado direito da equação representa a parcela correspondente à de elevação, a segunda, a parcela correspondente à fricção e a terceira, a parcela correspondente à aceleração.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_T = -\rho g sen\theta - \frac{f_{fr}\rho}{2D} - \rho v \frac{dv}{dl} \tag{4.61}$$

Analogamente, para o escoamento de fluidos multifásico considerando uma mistura homogênea, a equação para a perda de carga para o fluxo multifásico pode ser representada pela Equação (4.62) onde o índice m representa a mistura.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_T = \rho_m g sen\theta - \frac{f\rho_m v_m^2}{2D} - \rho_m v_m \frac{dv_m}{dl} \tag{4.62}$$

Apesar das equações análogas, ABREU [21] destaca para o fato de no caso de fluxo monofásico compressível ou fluxo multifásico, o gradiente da perda de carga não é constante ao longo do comprimento da tubulação. Isto ocorre porque há variação das propriedades dos fluidos como densidade, viscosidade, *hold-up*, entre outros, proporcional a temperatura e pressão e mudanças no padrão de escoamento ao decorrer do trajeto.

Devido à dificuldade de encontrar soluções analíticas que descrevem com precisão a perda de carga do escoamento multifásico, visto o número de variáveis e tratamento dos fenômenos de transferência na mistura ao percorrer a tubulação, a modelagem usada mais utilizada atualmente é a empírica onde são utilizadas correlações através de dados experimentais. Esse enfoque procura propor correlações baseadas em fenômenos macroscópicos como variação de pressão e frações volumétricas [59].

De acordo com ABREU [21], as correlações podem ser divididas em três grandes grupos: Correlações do tipo I, que não consideram o escorregamento entre as fases e nem padrões de fluxo e as propriedades da mistura são calculadas em função do RGL total; correlações do tipo II, que consideram o escorregamento entre as fases, porém não consideram padrões de fluxo e os volumes de gás e de líquido são calculados para cada ponto; e correlações do tipo III, que consideram o escorregamento entre as fases e os padrões de fluxo e a partir do padrão, os padrões das propriedades do fluido e fator de fricção são calculados pontualmente.

4.7.1 Correlação de Beggs e Brill

A correlação utilizada nessa dissertação será uma equação do tipo III desenvolvida por BEGGS e BRILL [60] para a modelagem do gradiente de pressão de fluxos multifásicos em trechos verticais e horizontais. Esta correlação foi desenvolvida em proporções pequenas em tubos de acrílico de diâmetro entre uma polegada e uma polegada e meia, comprimento de 90 pés e ângulo variável. Os parâmetros operacionais do escoamento variam segundo a Tabela 4.3.

Para o experimento, os fluidos utilizados foram água e ar em mistura. Para cada tamanho de tubulação, a vazão de gás e de água foram variadas e depois identificadas os padrões de fluxo horizontal. Para o experimento foram considerados as seguintes condições de contorno: Fluidos newtonianos e com viscosidade constante, ausência de transferência de massa e calor entre as fases e ausência de reações químicas [23].

Tabela 4.3 – Variação dos parâmetros operacionais para a Correlação de BEGGS e BRILL. Fonte: [60].

Variação dos Parâmetros Operacionais para a Correlação de Beggs e Brill	
Vazão de gás (Q_g)	0 a 300 Mscf/D
Vazão de líquido (Q_L)	0 a 300 gal/min
Pressão média do sistema ($P_{média}$)	35 a 95 psia
Diâmetro da tubulação (D)	1 pol a 1,5 pol
Holdup de líquido (H_L)	0 a 0,870
Gradiente de pressão (Δp)	0 a 0,800 psi/ft
Ângulo de inclinação (θ)	-90º a +90º
Padrão de escoamento	Padrão para escoamento horizontal

Em seguida, o ângulo da tubulação foi variado bem como os valores de vazão e em cada um deles foi observado o efeito do ângulo no *hold-up* e queda de pressão. Os padrões encontrados na Figura 4.13 estão descritos no item 4.6.

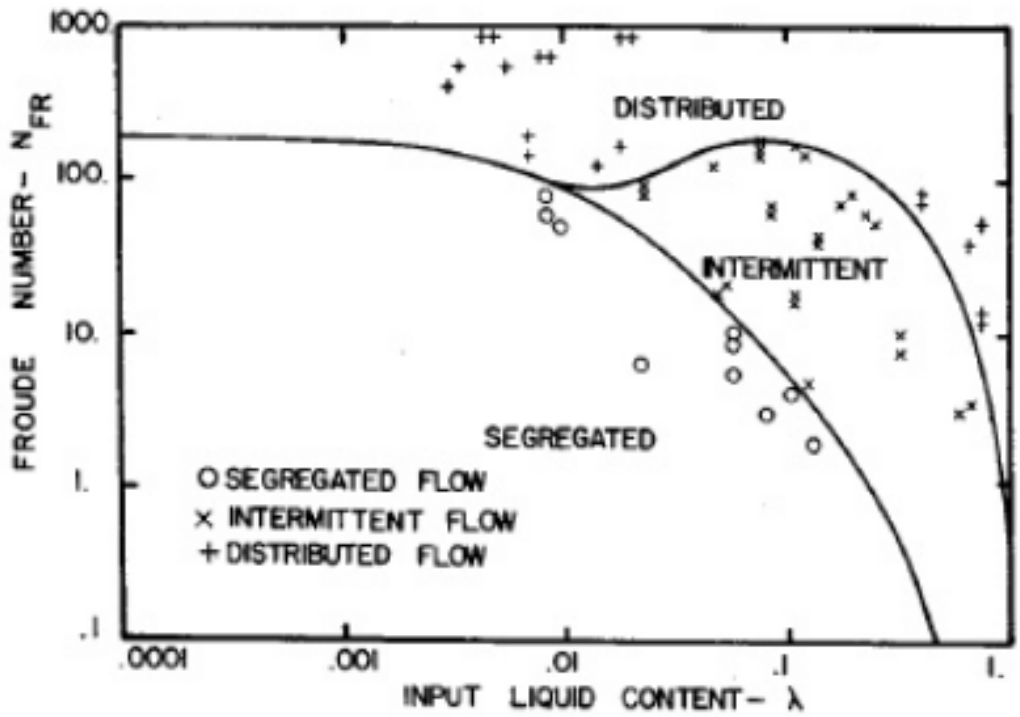

Figura 4.13 – Diagrama de padrão de escoamento horizontal segundo BEGGS e BRILL. Fonte: [60].

4.7.2 Definição dos parâmetros de cálculo da correlação

De acordo com BEGGS e BRILL [60], o procedimento para calcular o gradiente de pressão dada uma determinada pressão p e temperatura T inicia-se com o cálculo da massa especifica do líquido ρ_L e a massa específica do gás ρ_G, a velocidade superficial do líquido v_{sL}, dado pela equação (4.63), velocidade superficial do gás v_{sG}, dado pela equação (4.64), fração de líquido α_L, número de Froude N_{FR}, número de Reynolds N_{Rens} e número da velocidade do líquido N_{Lvel} na pressão e temperatura dados.

Uma vez conhecidos a massa específica de líquido, massa específica de gás, tensão superficial do líquido e velocidade superficial, descrita em 4.5.2, e a fração de líquido determina-se a densidade da mistura ρ_m e viscosidade média da mistura μ_m, velocidade da mistura v_m, número da velocidade do líquido, número de Reynolds, número de Froude são calculados pelas equações (4.67), (4.68), (4.69), (4.70), (4.71) e (4.72), respectivamente, onde Q_L é a vazão de líquido, Q_g é a vazão de gás e A_p é a área da tubulação e σ é a tensão superficial calculada pelas equações (4.23) e (4.24).

$$v_{sL} = Q_L/A_{tr} \tag{4.65}$$

$$v_{sg} = Q_g/A_{tr} \tag{4.66}$$

$$\rho_m = \rho_L * \lambda_L + \rho_g(1 - \lambda_L) \tag{4.67}$$

$$\mu_m = \mu_L * \lambda_L + \mu_g(1 - \lambda_L) \tag{4.68}$$

$$v_m = (Q_L + Q_g)/A_p \tag{4.69}$$

$$N_{Re} = \frac{\rho v D}{\mu} \tag{4.70}$$

$$N_{FR} = \frac{v_{sm}^2}{gD} \tag{4.71}$$

$$N_{Lvel} = v_{sL} * \left(\frac{\rho_L}{g\sigma}\right)^{0,25} \tag{4.72}$$

4.7.3 Cálculo das fronteiras e definição de padrões de escoamento

Inicialmente BEGGS e BRILL [60] previram o mapa descrito na subseção 4.7.1, porém alguns anos depois, o mapa passou por algumas modificações e foi incluída uma zona de transição entre o escoamento segregado e o escoamento intermitente [43]. O mapa da Figura 4.14 foi utilizado na dissertação e representa as novas transições entre os padrões de escoamento definidas pelas Equações (4.73), (4.74), (4.75) e (4.76). Matematicamente, a faixa de valores representada por L é representada pela Tabela 4.4.

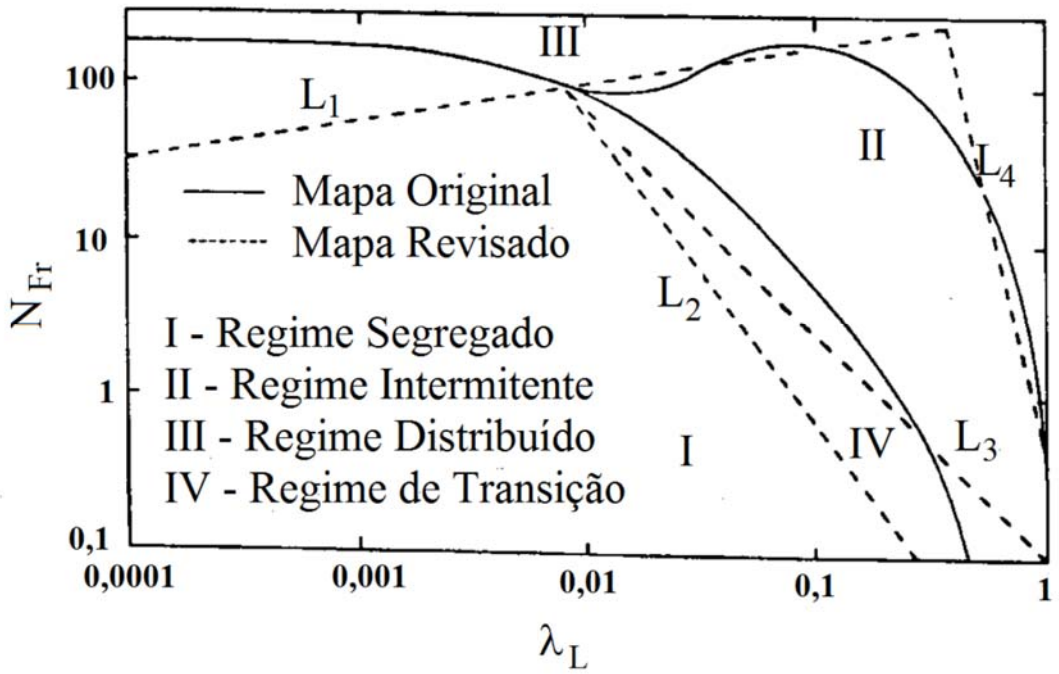

Figura 4.14 – Diagrama de padrão de escoamento horizontal de BEGGS e BRILL revisado. Fonte: Figura adaptada de [43].

$$L_1 = 316 * \lambda_L^{0,302} \tag{4.73}$$

$$L_2 = 0,0009252 * \lambda_L^{-2,4684} \tag{4.74}$$

$$L_3 = 0,10 * \lambda_L^{-1,4516} \tag{4.75}$$

$$L_4 = 0,5 * \lambda_L^{-6,738} \tag{4.76}$$

Tabela 4.4 – Parâmetros matemáticos para o padrão de escoamento de Beggs e Brill. Fonte: [61].

Regime de Escoamento	Faixa de Valores
Segregado	$\lambda_L < 0{,}01\ e\ N_{FR} < L_1$ ou $\lambda_L \geq 0{,}01\ e\ N_{FR} < L_2$
Transição	$\lambda_L \geq 0{,}01\ e\ L_2 \leq N_{Fr} \leq L_3$
Intermitente	$0{,}01 \leq \lambda_L < 0{,}4\ e\ L_3 < N_{FR} \leq L_1$ ou $\lambda_L \geq 0{,}4\ e\ L_3 < N_{Fr} \leq L_4$
Distribuído	$\lambda_L < 0{,}4\ e\ N_{Fr} \geq L_1$ ou $\lambda_L \geq 0{,}4\ e\ N_{Fr} > L_4$

4.7.4 Cálculo do *hold-up* de líquido

A vazões constantes, o *hold-up* varia de acordo com o ângulo de inclinação. Para o escoamento ascendente, à medida que o ângulo em relação a horizontal aumenta, a força da gravidade atua no líquido provocando diminuição na velocidade do líquido e, consequentemente, o *hold-up* aumenta. BEGGS e BRILL [60] decidiram, depois de muitos testes, normalizar o *hold-up* em uma inclinação qualquer dividindo-o pelo *hold-up* obtido a inclinação de 0º e chamou de fator de correção ψ como mostra a Equação (4.77).

$$\frac{H_{L(\theta)}}{H_{L(0)}} = \psi \tag{4.77}$$

Para correlacionar o *hold-up* horizontal, BEGGS e BRILL [60] propuseram uma análise de regressão múltipla e linear com as variáveis definidas na subseção 4.7.2 e identificou que as variáveis mais significativas eram o número de Froude e a fração de líquido. Desta forma, desenvolveram [60] a Equação (4.78) para o *hold-up* para a posição horizontal. Os parâmetros a, b e c para cada padrão de escoamento estão apresentados na Tabela 4.5.

$$H_{L(0)} = a\lambda_L^b N_{FR}^c \tag{4.78}$$

Tabela 4.5 – Parâmetros a, b e c para cada padrão de escoamento. Fonte: [61].

Regime de Escoamento Horizontal	a	b	c
Distribuído	1,065	0,5824	−0,0609
Intermitente	0,845	0,5351	−0,0173
Segregado	0,980	0,4846	−0,0868

Uma vez conhecido o *hold-up* a inclinação 0º, o fator de inclinação é calculado através da equação (4.79), onde C é um parâmetro determinado pela equação (4.80) e Tabela 4.6 e N_{FR} e N_{Lvel} foram definidos na subseção 4.7.2.

$$\psi = 1 + C\left[sen(1{,}8\,\theta) - \frac{1}{3}sen^3(1{,}8\,\theta)\right] \tag{4.79}$$

$$C = (1 - \lambda_L)ln(\Theta\,\lambda^{\delta} N_{FR}^{\varepsilon} N_{Lvel}^{\zeta}) \tag{4.80}$$

Tabela 4.6 – Parâmetros de escoamento para equações. Fonte: Figura adaptada de [61].

Padrão de Escoamento Horizontal	**Θ**	**δ**	**ε**	**ζ**
Distribuído ascendente	Não há correção: C = 0; ψ = 1			
Intermitente ascendente	2,960	0,305	0,0978	- 0,4473
Segregado ascendente	0,011	- 3,768	- 1,614	3,539
Demais padrões descendentes	4,7	- 0,3692	- 0,5056	0,1244

No caso do padrão de escoamento estiver situado na região de transição, o *hold-up* de líquido deve ser interpolado entre os valores para o regime segregado e o regime intermitente [61], tal como a Equação (4.81), onde Φ é dado pela Equação (4.82).

$$H_L(\theta)_{transição} = \Phi\, H_L(\theta)_{segregado} + (1-\Phi)\, H_L(\theta)_{intermitente} \tag{4.81}$$

$$\Phi = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \tag{4.82}$$

4.7.5 Cálculo dos fatores de fricção

BEGGS e BRILL [60] determinaram o fator de fricção bifásico através da solução da equação de gradiente de pressão, a Equação (4.83) para f_{tp} onde ρ_{tp} é a densidade bifásica e g_c é a constante gravitacional, G_m é o fluxo de massa da mistura por unidade de área que representa o somatório do fluxo de massa de líquido por unidade de área G_L e o fluxo de massa do gás G_g por unidade de área (fluxo de massa *w* dividido pela área da tubulação A_p),.

$$f_{tp} = \left[\frac{dp}{dZ} * \frac{\left(1 - \rho_{tp} * v_m * v_{sg}\right)}{g_c * p} - \frac{g}{g_c} sen(\theta) * \rho_{tp}\right] * \frac{2 g_c * D}{G_m * v_m} \tag{4.83}$$

O fator de fricção foi normalizado e dividido pelo fator de fricção sem escorregamento f_{ns}. Esse fator considera que os fluidos que estão percorrendo a tubulação estão na mesma velocidade e é obtido pelo Diagrama de Moody.

Dessa forma, obtiveram como resultado o fator de fricção da Equação (4.84), onde S é obtido pela Equação (4.85) e y é obtido pela Equação (4.86).

$$\frac{f_{tp}}{f_{ns}} = e^s \tag{4.84}$$

$$S = \frac{[\ln(y)]}{\{-0{,}0523 + 3{,}182 * \ln(y) - 0{,}875 * [\ln(y)]^2 + 0{,}01853 * [\ln(y)]^4\}} \tag{4.85}$$

$$y = \frac{\lambda}{[H_L(\theta)]^2} \tag{4.86}$$

A Equação (4.85) se torna fora dos limites no intervalo 1 < y < 1,2 e para y no intervalo, a função S é calculada pela equação (4.87).

$$S = ln(2{,}2 * y - 1{,}2) \tag{4.87}$$

À medida que há apenas gás na tubulação, λ_L e S tendem a zero e o fator de fricção bifásico f_{tp} tende ao fator de fricção sem escorregamento f_{ns} e, consequentemente, ao fator de fricção monofásico. À medida que há apenas líquido na tubulação $\frac{\lambda_L}{H_L^2}$ tende a 1, S tende a zero e o fator de fricção bifásico tende ao monofásico.

4.8 Algoritmo de Cálculo do Diferencial de Pressão

Este algoritmo é a base para todos os simuladores de escoamento multifásico conhecido como algoritmo de marcha. Ele é usado para determinar a distribuição de pressão ao longo da tubulação em escoamentos bifásicos, incluindo linhas e colunas de produção [58].

A formulação partiu da equação do gradiente de pressão monofásico, sabendo que no caso de fluidos compressíveis há variação da propriedade dos fluidos com a pressão e temperatura e há transferência de massa entre as fases na forma de gás liberado do líquido na forma de gás. Sendo assim, considerando dois trechos da tubulação em cada um deles, a velocidade de líquido, de gás, *hold-up*, massa específica da mistura e padrão de escoamento serão diferentes. Portanto, o gradiente de pressão entre duas extremidades da tubulação será a integração do gradiente de pressão de cada trecho variando com a pressão e temperatura como mostra a equação (4.86).

$$-\Delta p = \int_{L_{inicial}}^{L_{final}} -\frac{dp}{dL}(p, T)\, dL \tag{4.88}$$

Para cada intervalo de tubulação determinado, considera-se que as propriedades do fluido não se alteram e o gradiente de pressão é constante. Quanto a variação de temperatura, existem duas formas para o cálculo da distribuição de pressão ao longo do duto: A distribuição de temperatura ao longo do duto é constante e conhecida, isotérmica, linear ou dada; a distribuição de temperatura ao longo do duto é desconhecida e é calculada como parte do processo de cálculo. No caso da dissertação, o algoritmo implementado considera o primeiro caso, onde é dado um perfil de temperatura dado pelo usuário. Supondo que a pressão na extremidade inicial é conhecida, o procedimento de cálculo consiste em [58]:

1. Ler todas as informações de entrada sobre as propriedades dos fluidos e parâmetros operacionais em condições padrão como vazão de óleo, vazão de gás, densidade do óleo, densidade do gás, comprimento da tubulação, diâmetro e ângulo de inclinação, perfil de temperatura do sistema e a pressão inicial de entrada de uma das extremidades.
2. Determinar o comprimento do incremento de cálculo, ΔL/n e a pressão inicial igual a de entrada.
3. Arbitrar o incremento da pressão de saída $p_{i+1(G)}$. O cálculo não é sensível ao valor arbitrado. Para os valores subsequentes incrementos são usados os valores anteriores de gradiente de pressão para estimar o incremento de pressão de saída atual.
4. Calcular a pressão média no incremento de pressão média $\bar{p} = (p_i + p_{i+1(G)})/2$. O incremento de temperatura média $\bar{T}$ é conhecido.
5. Determinar as propriedades do fluido, vazão in-situ e velocidades de fase baseado na pressão e temperatura médias.
6. Determinar o gradiente de pressão médio no incremento $-\frac{\overline{dP}}{dL}\Big)_i$
7. Determinar a pressão de saída calculada do incremento baseado no gradiente de pressão calculado $p_{i+1(C)} = p_i - \left(-\frac{\overline{dp}}{dL}\right)_i dL_i$.
8. Comparar a pressão de saída calculada com a arbitrada $\left|\frac{(p_{i+1(G)} - p_{i+1(C)})}{p_{i+1(C)}}\right| \leq \varepsilon$. Se o valor for menor que a tolerância ε, a convergência foi alcançada. Caso contrário, aumentar a interação de 1 e a atual pressão de saída calculada será o próximo valor arbitrado de pressão de saída. $p_{i+1(G)} = p_{i+1(C)}$.
9. Repetir de 1 a 6 até a convergência ser atingida no incremento.
10. Se a convergência for atingida, passe para o próximo incremento. A pressão de saída do incremento anterior será a pressão de entrada do atual incremento.
11. Repetir todo o cálculo para todos os incrementos e determinar a distribuição de pressão e a queda de pressão dos segmentos.
12. Repetir todo cálculo para todos os segmentos da tubulação

Na Figura 4.15 está representado o fluxograma de cálculo do Algoritmo de Marcha.

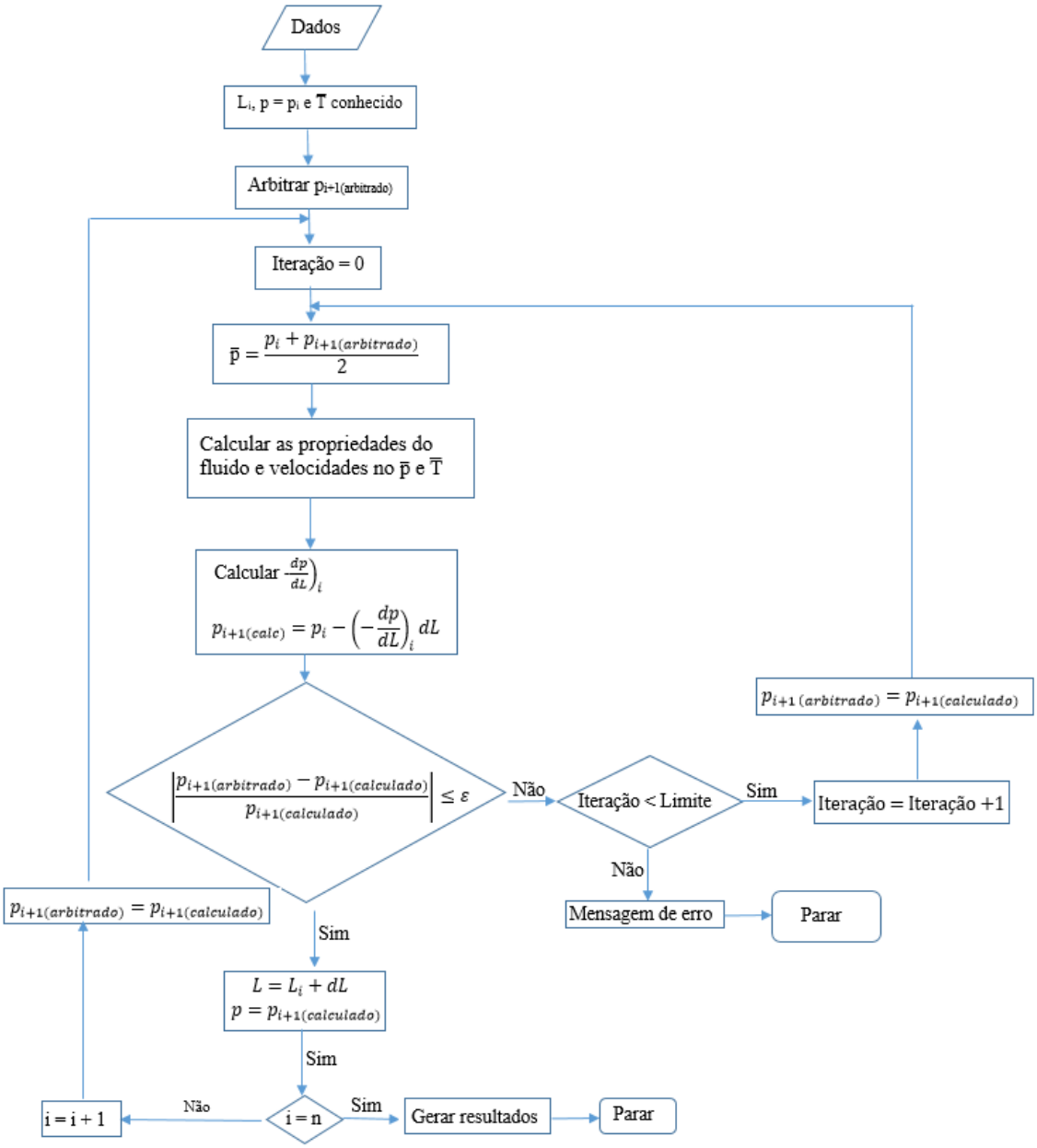

Figura 4.15 – Fluxograma do algoritmo de marcha para o cálculo da perda de carga.

Fonte: Figura adaptada de [58].

Capítulo 5 – Modelagem do Problema

5.1 Elementos do Arranjo

5.1.1 Batimetria

O conhecimento da batimetria do solo marinho é importante tanto para o cálculo do custo de linhas do arranjo como o cálculo de escoamento. O custo de linha será mais elevado em trechos de maior declividade, pois maior será a superfície em que a linha estará apoiada e, assim, ela é mais comprimida e inclusive podem haver casos em que seja necessário desviá-la e, portanto, sendo necessário mais linha. Quanto ao escoamento, quanto maior o comprimento, menor será a produção de óleo devido à perda de carga cujos trechos de maior elevação, causado pelas declividades do solo marinho de grandes inclinações θ, são influenciados fortemente pela parcela gravitacional. Além disso, caso a região for muito acentuada poderá gerar uma região de inviabilidade em relação ao posicionamento de equipamentos.

Outras condições do solo marinho também devem ser analisadas junto à batimetria como regiões desfavoráveis tanto por condições faciológicas como pela presença de obstáculos e/ou *geoharzards*.

Sendo assim, em um projeto de arranjo real é fundamental a importação de dados batimétricos para uma determinada região. A forma mais comum de obter esses dados é através de navios oceanográficos especializados equipados com sonares de varredura que por sua vez fornecem mapas de contorno de curvas isobatimétricas. Desta forma, as curvas isobatimétricas são importadas a partir de uma técnica de grid padrão, formando então uma malha de elementos quadrangulares como ilustrado na Figura 5.1.

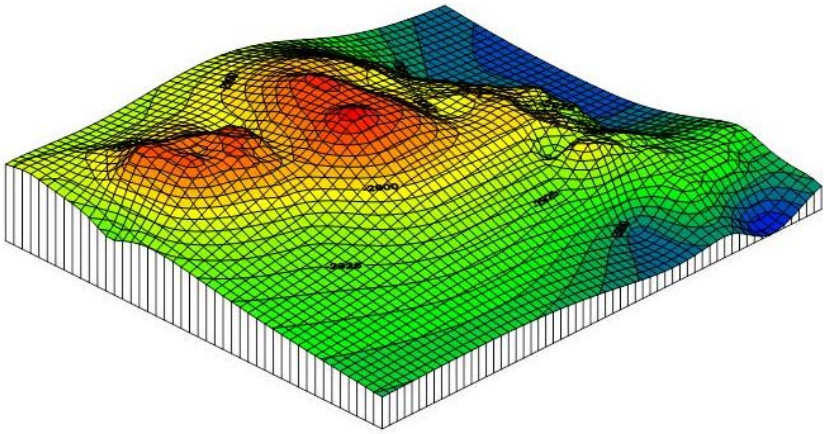

Figura 5.1 – Representação esquemática das curvas batimétricas do solo marinho.
Fonte: [20].

No contexto dessa dissertação, dado que o objetivo é analisar a relevância dos parâmetros de escoamento ao longo dos anos na posição do *manifold*, as informações de batimetria, faciologia e *geoharzards* foram desconsideradas a fim de minimizar o número de variáveis que influem nos resultados. Sendo assim, foi assumido fundo plano, lâmina d'água de 2000 metros e sem obstáculos e *geoharzards*.

5.1.2 Poços

Com o intuito de analisar a sensibilidade na posição do *manifold*, para todos os casos estudados foram utilizados poços com a mesma configuração. O arranjo é configurado a partir de quatro poços produtores com as seguintes propriedades especificadas na Tabela 5.1 onde são especificadas a profundidade de cada poço, o diâmetro interno da coluna de produção, a temperatura no fundo de cada poço e as coordenadas dos poços.

Tabela 5.1 – Características dos poços.

Poço	Profundidade (m)	Diâmetro Interno da Coluna (in)	Temperatura (ºF)	Coordenada
P-1A	2500	4,5	130	(-570, -102)
P-2A	2500	4,5	130	(720, 145)
P-3A	2500	4,5	130	(-89, 810)
P-4A	2500	4,5	130	(-36, -855)

Quanto às linhas do arranjo, cada um dos quatro poços recebe uma linha de gás *lift* de quatro polegadas de diâmetro e um umbilical eletro-hidráulico. As linhas de produção que saem do poço em direção *manifold* possuem seis polegadas de diâmetro e as que saem do *manifold* em direção à unidade de produção possuem oito polegadas de diâmetro. O ângulo de saída das linhas é de 30 graus. Visando analisar o escoamento do óleo desde o poço até a unidade de produção foi definido um sistema de *risers* flexíveis em catenária para as linhas produtoras do poço ao *manifold* e para a linha de gás *lift* e umbilicais, poder ser a configuração mais utilizada em projetos de arranjo submarino em águas profundas e sistema de *risers* flexíveis em *lazy-wave* para a linha produtora de 8 in do *manifold* ao FPSO por ser uma linha que possui maior carga comparada às demais. A *lazy-wave* é a configuração que justamente tem como objetivo reduzir a carga excessiva através de flutuadores equidistantes ao longo de um trecho do *riser*. A configuração das linhas está representada na Figura 5.2.

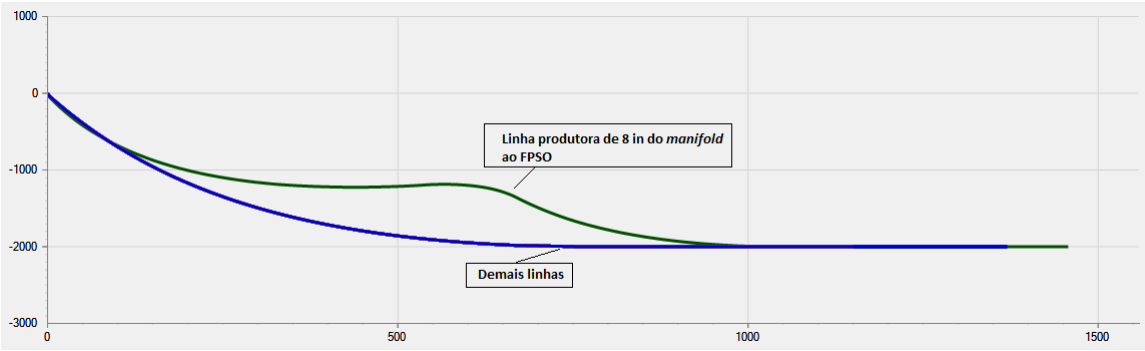

Figura 5.2 – Configuraçao dos *riser* de produção de 8 in e demais *risers*.

O *manifold* recebe também um umbilical eletro-hidráulico. Além disso, sobre a região do poço é considerado um raio de 120 metros de segurança entre a localização do poço e *manifold*.

5.1.3 Unidade de produção

A unidade de produção é uma estrutura que no caso dos campos offshore está situada no mar, geralmente, bem afastada da costa. Dependendo do tipo, ela pode ter diversas funções como armazenar o óleo recebidos dos poços e/ou *manifolds*, processar e exportar o produto. Além de contar com todas as facilidades responsáveis por desempenhar cada função, por se situarem muito distantes da costa, possuem um espaço para acomodação de seus trabalhadores. A unidade escolhida para ser trabalhada nessa dissertação é o FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) representado de

acordo com a Figura 5.3. O FPSO é um navio que tem a capacidade conforme seu próprio nome de receber a produção, fazer o armazenamento e exportação do fluido produzido. A unidade faz o processamento e armazenamento do óleo, o qual pode ser tanto transferido para um navio-tanque como pode ser exportado para um oleoduto. O gás processado é comprimido e exportado por um gasoduto. O FPSO vem sendo muito utilizado pelas operadoras brasileiras devido a sua disponibilidade de espaço e capacidade de carga e armazenamento.

Durante a busca do posicionamento do *manifold* foram utilizadas algumas restrições e características da plataforma para evitar que seja considerado o posicionamento do equipamento em uma região onde sejam inviáveis as condições de instalação e operação do FPSO. A representação do FPSO é a mesma utilizada por ABREU [21] mostrada na Figura 5.3.

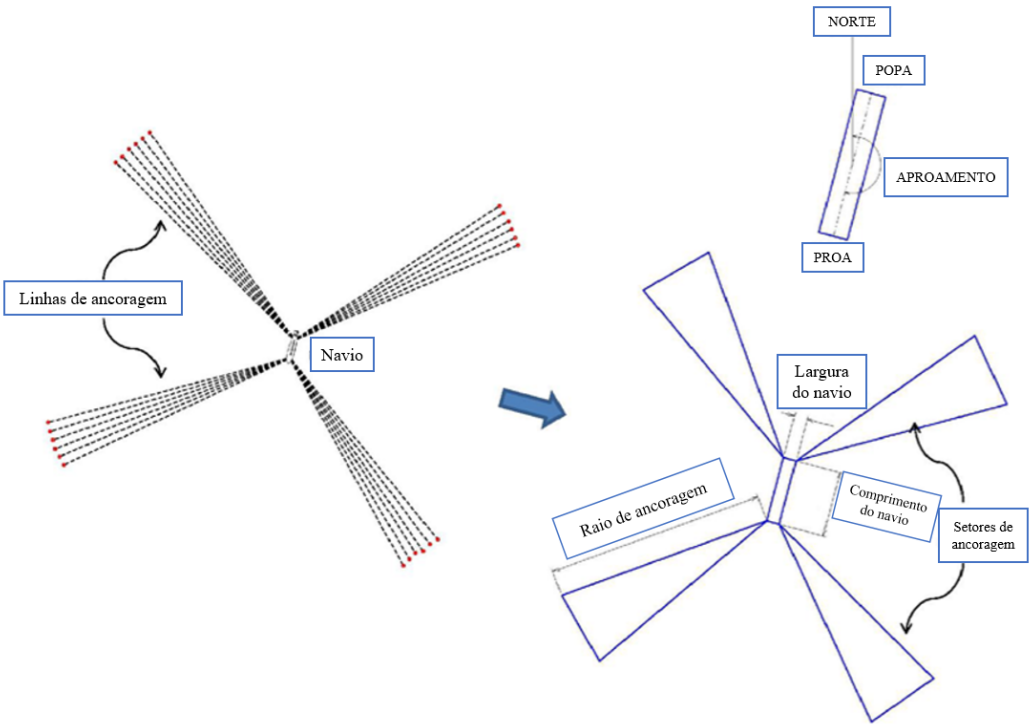

Figura 5.3 – Figura esquemática da configuração das linhas de ancoragem. Fonte: [21].

A configuração da ancoragem utilizada para a plataforma é do tipo *Spread Moored*. A relação entre o raio de ancoragem e lâmina d'água é acrescentado 30% como folga para o trecho de amarra do fundo. Além disso, a unidade de produção está situada inicialmente a 3 km da posição inicial do *manifold*. As demais informações sobre o FPSO estão resumidas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Configurações do FPSO.

Configurações do FPSO	
Comprimento do FPSO	330 metros
Largura do FPSO	60 metros
Aproamento	300 graus
Posicionamento Inicial	(1851,06; 2378)
Ângulo de Boreste e Bombordo	100 graus; 100 graus
Ângulo entre linhas e ângulo entre *risers*	2 graus; 2 graus
Número de linhas de ancoragem em cada setor do FPSO	6 linhas

Desta forma definindo os parâmetros e características da UEP, a operadora definirá qual será o raio mínimo de afastamento para operações de *Offloading*, o raio mínimo para a zona de TDP e ancoragem e por fim de posse de dados ambientais define a zona de passeio da unidade de produção onde, portanto, não pode estar situado nenhum equipamento.

5.2 Elementos do Escoamento

Para o cálculo do escoamento, primeiramente, é importante conhecer o processo do fluxo de fluidos no sistema para que seja estimada a vazão no *manifold* e a vazão de equilíbrio nos poços. Conforme explicado na seção 4.7, o primeiro passo para determinar a perda de carga no sistema é determinar o gradiente de pressão. Para tal fato, é utilizada a Equação (4.61). No entanto, para utilizá-la é necessário saber algumas condições como: propriedades dos fluidos, tais como viscosidade, densidade; variáveis operacionais, tais como vazão velocidade; e variáveis geométricas do poço.

Para cada propriedade do fluido, são aplicadas correlações que estão referenciadas na subseção 5.2.2 e no Apêndice A. As equações utilizadas para o cálculo dos parâmetros operacionais estão explicitadas na seção 4.5 e as variáveis geométricas do poço estão apresentadas na subseção 5.1.2. Para a aplicação de todas as formulações e correlações para todos os estudos de caso é utilizado os seguintes dados de entrada demonstrados na Tabela 5.3. Além disso, a temperatura dos *flowlines* é de 40 ºF e a temperatura dos *risers*

é de 60 ºF. A pressão de saída no separador para todos os poços é 228 psi e a temperatura no separador é 60 ºF.

Tabela 5.3 – Características dos fluidos nos poços.

Nome do Poço	Grau API	Densidade do gás	Massa específica da água (lbm/ft^3)
P1	31,4	0,72	62,5
P2	29,8	0,74	62,5
P3	30,8	0,69	62,5
P4	30,9	0,73	62,5

Os demais dados de fluidos, BSW e RGO são aplicados a cada estudo de caso e são demonstrados no Capítulo 6.

Existem diversas correlações para determinar o gradiente de pressão no fluxo bifásico, as correlações variam, em geral, de acordo com a inclinação do fluido (vertical, horizontal, inclinado). De forma a utilizar um método que se adaptasse tanto para dutos horizontais como para o fluxo vertical no poço e *risers*, foi escolhida a correlação de BEGGS e BRILL [60] revisada descrita na subseção 4.7.1.

O cálculo do gradiente de pressão também varia em função da pressão, temperatura e de acordo com o ângulo da tubulação. Sendo assim, uma vez que todos esses parâmetros são alterados ao longo da trajetória do fluido, os trechos de duto são discretizados, e neste é assumido que a diferença de pressão ao longo do trecho discreto de tubulação não interfere no cálculo das propriedades de fluido, assumindo uma pressão média ao longo desse trecho de tubulação como aponta a Figura 5.4.

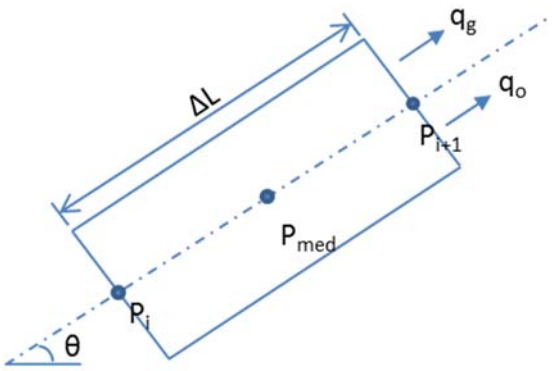

Figura 5.4 – Figura esquemática do cálculo da pressão em um trecho de tubulação.

Considera-se também uma temperatura média ao longo do duto. Assim, através do processo iterativo da Figura 4.15, a perda de carga será calculada. Uma vez calculada a perda de carga ao longo da tubulação, é possível prever o comportamento do sistema e avaliar a vazão de produção futura. Assim, é feita uma análise nodal a qual busca o equilíbrio entre a pressão disponível e a pressão necessária conforme explicado na seção 4.7. Quando a pressão do reservatório se encontra acima da pressão de bolha, utiliza-se o modelo linear. O índice de produtividade e a pressão estática dos poços são dados e variam ao longo do tempo para diversas inclinações de uma função linear e uma função logarítmica e são apresentados no Capítulo 6.

Para encontrar a vazão de equilíbrio, foi adotado o seguinte procedimento:

1. A partir de uma pressão de poço de fundo de poço estipulada (pressão do reservatório menos a pressão atmosférica (14,7 psia), a vazão de equilíbrio é calculada através da curva de pressão disponível;
2. Conhecida a vazão de equilíbrio, a perda de carga no poço/*flowline*/*riser* é calculada através da correlação de fluxo multifásico e a pressão de fundo necessária correspondente a essa vazão;
3. Verifica-se se as pressões são iguais; caso contrário, a pressão de fundo de poço é reduzida e o cálculo é refeito;
4. O processo iterativo é repetido até que a vazão de equilíbrio é encontrada.

5.2.1 Cálculo da vazão no *manifold*

No caso do *manifold*, mais variáveis são consideradas no cálculo da pressão de fundo necessária, visto que se trata não mais de um único poço, mas sim de um conjunto de poços. Como o fluxo dos poços se unem, todos os poços devem ter a mesma pressão de chegada no *manifold*. A vazão somada de todos os poços, então é escoada do *manifold* até o separador. A Figura 5.5 representa o esquema de perda de carga ao longo do sistema. O diferencial de pressão entre a pressão do reservatório e a pressão de fundo de poço deve ser suficiente para suprir a perda de carga na coluna de produção, na *flowline* entre a árvore de natal e *manifold* e perda de carga na *flowline* e *riser* que liga o *manifold* e unidade de produção. A pressão de fundo correspondente a vazão de equilíbrio deve ser obtida para esses dois sistemas (árvore de natal-*manifold* e *manifold*-unidade de produção) separadamente.

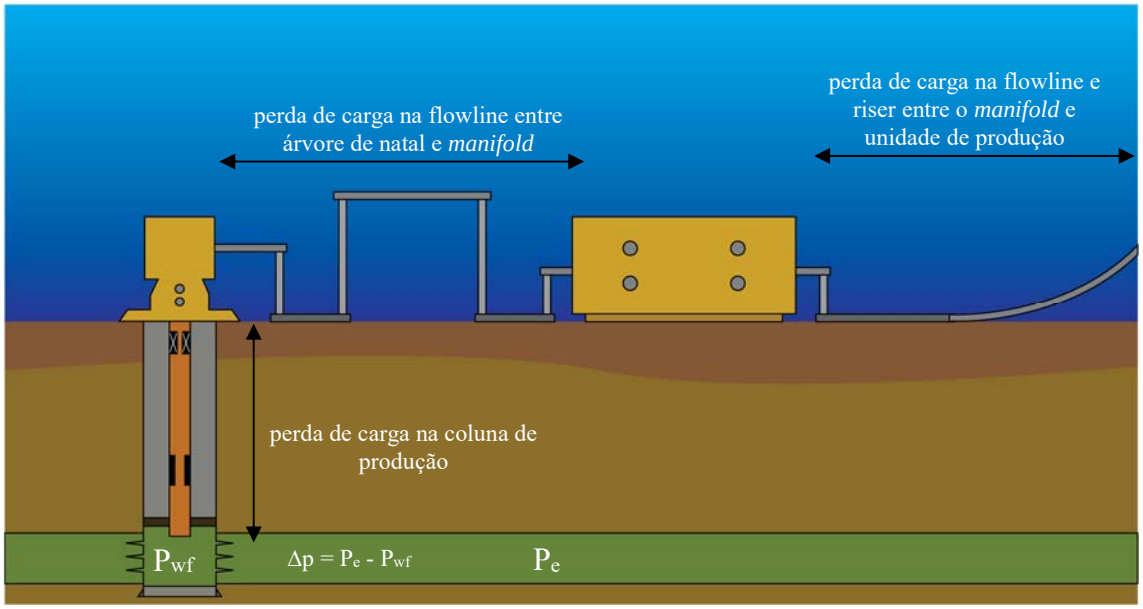

Figura 5.5 – Esquema de perda de carga ao longo do sistema poço-unidade de produção.

A Figura 5.6 mostra o cálculo iterativo da pressão de fundo necessária em cada poço *n* calculada da seguinte forma:

1. Considera-se como estimativa inicial que a pressão no *manifold* P_{manif} é um quarto da pressão estática de um dos poços quaisquer P_{e1};
2. A pressão de fundo do poço P_{wf_n} é arbitrada como 6/10 da pressão estática P_{e_n};

3. A perda de carga no poço *n* e no *flowline* que conecta o poço ao *manifold* é calculada utilizando o método da seção 4.8;
4. Uma vez determinada a perda de carga do item 3, determina-se a pressão de chegada do poço no *manifold* P_{cm_n};
5. Compara-se P_{cm_n} e P_m;
6. Caso a convergência não seja atingida, estima-se um novo P_{wf_n}, que correponde à diferença entre P_{cm_n} e P_{manif};
7. O processo do passo 2 ao passo 6 é repetido até que se atinja a convergência ou até o limite de iterações ser atingido;
8. O processo do passo 2 ao 7 é repetido para o poço n+1;
9. A vazão de todos os poços é somada;
10. A perda de carga no *flowline* e *riser* que conecta o *manifold* ao separador na unidade de produção é calculada considerando a soma das vazões dos poços no *manifold* do item 9;
11. Calculada a perda de carga do item 10, determina-se a pressão de chegada do *manifold* no separador P_{cs};
12. Compara-se P_{cs} com a pressão de separador P_{sep};
13. Caso não seja atingida a convergência, estima-se uma nova P_{manif} que será a diferença entre P_{cs} e P_{sep};
14. Repete-se os passos de 2 ao 13 até que a convergência seja atingida ou o limite de iterações ser atingido.

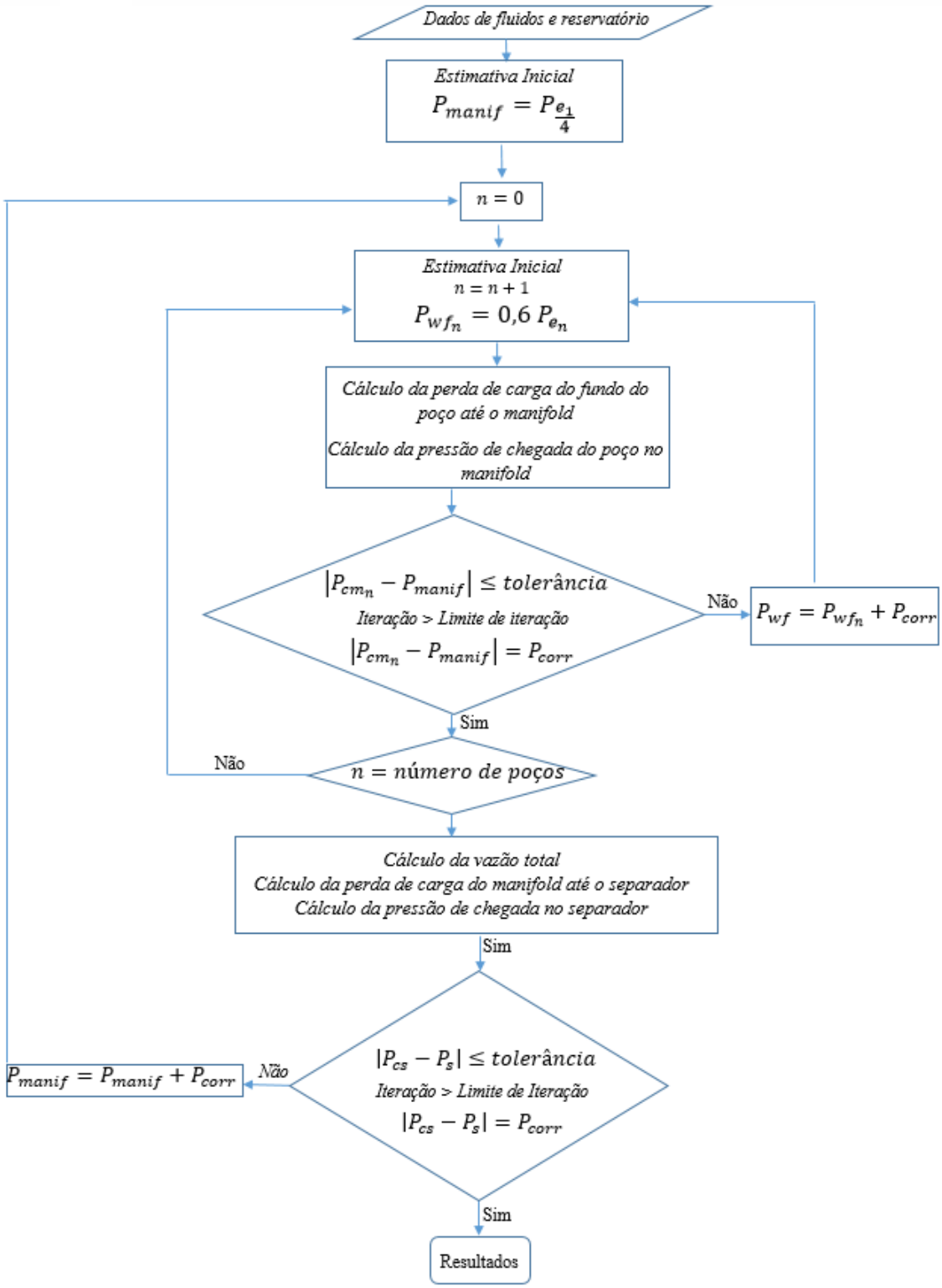

Figura 5.6 – Algoritmo do cálculo da vazão no manifold.

5.2.2 Cálculo da máxima vazão anual do *manifold*

Inicialmente, o cálculo da vazão do *manifold* é calculado através do algoritmo explicado na subseção 5.2.1 para o *manifold*. Para tal cálculo são utilizados como dados

de entrada: Curva de BSW e RGO variando ao longo do tempo; curva de IP e pressão estática variando segundo uma função (linear ou logarítmica) ao longo do tempo; propriedades dos fluidos; e parâmetros operacionais (todos os parâmetros citados na seção 4.5).

Na Tabela 5.4 estão representadas as correlações utilizadas para as seguintes propriedades necessária para a determinação da vazão no *manifold*: Razão de solubilidade; fator volume de formação de óleo; viscosidade do óleo morto; e viscosidade do óleo vivo. Para o cálculo da perda de carga tanto nos *flowlines* como nos *risers* é utilizada a correlação de BEGGS e BRILL revisada [60].

Em seguida, os seguintes valores são guardados nas posições de menor custo de linha e maior vazão de óleo: A pressão de fundo de cada poço; a vazão de cada poço; e a vazão no *manifold*. Para cada ano, o processo é repetido e os resultados.são registrados.

Tabela 5.4 – Algumas das correlações de fluidos utilizadas.

Correlação de Pressão	Razão de Solubilidade	B_o	Viscosidade do óleo morto	Viscosidade do óleo vivo
Beggs e Brill	Standing	Standing	De Ghetto *et al.*	Kartoatmodjo e Schimidt

5.2.3 Cálculo da produção acumulada no *manifold*

Uma vez que é possível calcular a vazão anual para cada posição do *manifold*, então é feito o cálculo da produção acumulada para cada passo de busca do *manifold*. Em cada passo é guardado o valor da vazão produzida no ano e ao final é feito o cálculo da produção acumulada como a soma de todas as vazões diárias do *manifold* multiplicada pelo total de dias do ano ao longo dos onze anos de produção como mostra a Equação (4.89). Vale ressaltar que o cálculo de vazão é feito ano a ano, portanto a vazão permanece constante dentro de determinado ano, uma vez que assume propriedade constantes dentro desse ano.

$$Q_{acumulada} = \sum_{j=2006}^{2016} (Q^{j}_{manifold_{ponto\ i}} * 365) \tag{4.89}$$

5.3 Elementos da Busca

A busca do melhor posicionamento do *manifold* tanto para o valor correspondente ao menor custo de linha quanto para a maior vazão de óleo anual e acumulativa é iniciada no centroide dos poços (correspondente a coordenada (0, 0)) situando-se 3.000 metros da unidade de produção.

O método utilizado para percorrer os pontos de busca é a busca em círculos concêntricos. Iniciando-se pelo centroide, calcula-se em cada ponto, a vazão do *manifold* e o custo de linha total do arranjo. A cada passo de ângulo $\Delta\theta$ e um passo de raio Δr de 50 metros, calcula-se a vazão do *manifold* e o custo de linha total do arrajno no ponto até que uma volta completa no círculo seja completa. Em seguida, incrementa-se um passo Δr e vazão e custo são calculados para cada ponto do círculo até se dê novamente uma volta completa no novo círculo.

Esse procedimento em função de um passo de raio Δr e de ângulo $\Delta\theta$ é repetido até que se atinja o raio máximo de busca é 2000 metros e o passo de ângulo é dado pela formulação da Equação (4.90) onde r_i é o raio atual da busca que varia de zero até o raio máximo.

$$\Delta\theta = \frac{\Delta r}{r_i} * \frac{180}{\pi} \tag{4.90}$$

A Figura 5.7 representa o arranjo modelado e o *manifold* localizado na posição de menor custo de linha. Apesar dos poços estarem aproximadamente espaçados igualmente, a posição do menor custo está situada mais próxima da unidade de produção, devido ao custo da linha de produção de 8 in apresentar valor mais elevado que as de 6 in.

A modelagem dos custos das linhas é realizada de acordo com a Equação (2.1), apresentada na seção 2.4, porém fazendo uma pequena alteração no caso dos trechos *riser* em *lazy wave*, onde são ponderados pelo número de flutuadores, enquanto os trechos *flowline* e *riser* em catenária não existe essa parcela referente ao flutuador.

Vale lembrar que apesar da modelagem considerar linhas de gás *lift* no cálculo do custo de linha, o cálculo do gás *lift* não é considerado no escoamento, sendo, portanto, modelado para efeitos de custo total do arranjo. Em cada poço chega uma linha de gás *lift* (em amarelo), umbilical (em azul), e sai uma linha de óleo de 6 in (em verde) em direção

ao *manifold*. Neste, por sua vez chega um umbilical e sai uma linha produtora de óleo de 8 in (em verde).

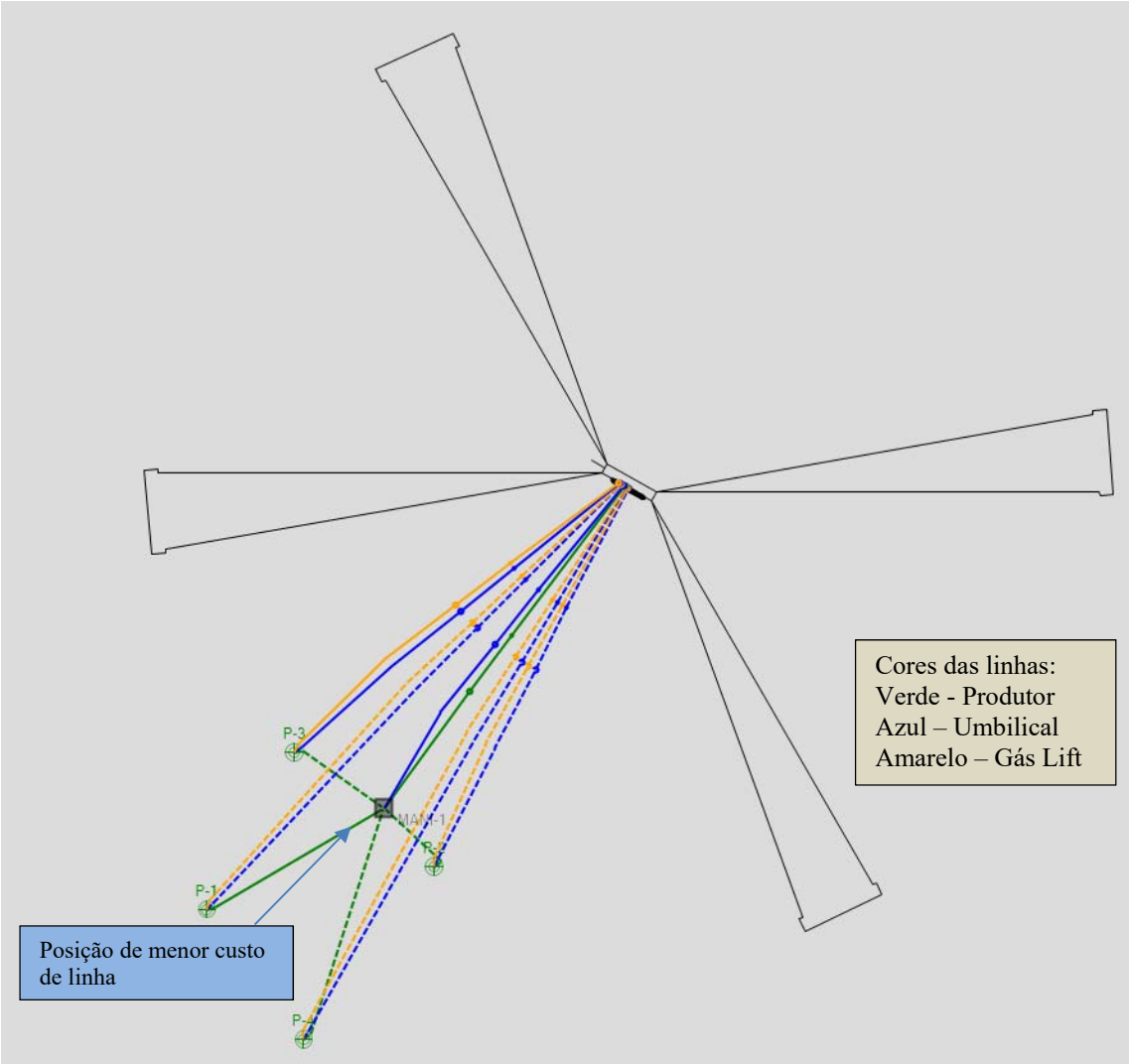

Figura 5.7 – Arranjo submarino modelado

Capítulo 6 - ESTUDO DE CASO

Dados de Razão Gás-Óleo (RGO) e de *Basic Sediments and Water* (BSW) ao longo de 11 anos de quatro poços produtores de óleo de um campo representativo estão apresentados, respectivamente, na Tabela 6.1 e Tabela 6.2 para o caso A e Tabela 6.3 e Tabela 6.4 para o caso B. Tanto para o caso A como o caso B são os mesmo conjunto de poços, porém os valores RGO e BSW ao longo do tempo são distintos para os dois casos. Para o caso A, é estudada a influência dos valores iniciais de índice de produtividade e pressão estática, ou seja, o que ocorre quando o poço apresenta maior IP e/ou pressão estática combinado com a alteração nas curvas de IP e pressão estática. Já o caso B analisa apenas como a mudança das curvas de IP e pressão estática influencia na posição do *manifold*.

Conforme apresentado no Capítulo 3, no início da vida produtiva de um normalmente a razão gás inicia-se baixa pois o gás encontra-se dissolvido no óleo. Ao longo do tempo a pressão diminui e mais gás se desprende do óleo aumentando o RGO. No entanto, para os dados apresentados observa-se dois fenômenos distintos.

Primeiro, para o poço P-4A nos anos iniciais há alta discrepância entre o RGO dos anos de 2007 e 2008 em relação aos demais anos. Isso pode ser ocasionado por influxo de gás nos anos iniciais que de alguma forma foi contido posteriormente através de uma intervenção de poço. Além disso, os valores se mantem na mesma faixa ao longo de todos os anos indicando que possivelmente haja o mecanismo de capa de gás atuando.

Tabela 6.1 – Tabela de razão gás-óleo dos poços ao longo do tempo para o caso A.

RGO / Tempo	P-1A (SCF/STB)	P-2A (SCF/STB)	P-3A (SCF/STB)	P-4A (SCF/STB)
2006	224,58	404,25	656,91	179,67
2007	364,95	494,08	645,68	1880,89
2008	331,26	370,56	488,47	2492,88
2009	541,81	320,03	645,68	836,57
2010	415,48	404,25	544,61	353,72
2011	404,25	381,79	482,85	421,09
2012	328,45	488,47	364,95	404,25
2013	331,26	404,25	381,79	505,31
2014	415,48	415,48	297,57	684,98
2015	359,33	638,38	654,66	617,60
2016	427,27	684,98	561,46	842,19

Figura 6.1 – Gráfico da razão gás-óleo ao longo do tempo para o caso A.

O BSW conforme explicado na seção 4.4, representa o percentual de água e sedimentos presente no óleo. No início da produção, o percentual é baixo e corresponde a própria água contida no reservatório. Ao decorrer do tempo, para os poços P-1A e P-2A a partir de 2010, P-3A em 2009 e P-4A em 2011 atinge mais de 40% de BSW indicando um influxo de água. No caso do poço P-3A, logo nos anos iniciais o teor de BSW é muito alto ao longo de todos os anos possivelmente indicando a possível proximidade de um aquífero e causando grandes perdas de carga para todos os casos que serão apresentados visto que a massa específica da água é mais alta que a do óleo.

Tabela 6.2 – Tabela de *basic sediments and water* dos poços ao longo do tempo para o caso A.

BSW / Tempo	P-1A	P-2A	P-3A	P-4A
2006	0,32%	0,03%	0,11%	0,00%
2007	0,10%	0,10%	0,10%	0,21%
2008	1,51%	0,20%	5,12%	0,00%
2009	12,00%	13,00%	44,00%	7,00%
2010	40,00%	40,00%	75,50%	24,00%
2011	56,00%	34,00%	78,50%	48,00%
2012	50,48%	47,00%	79,50%	55,48%
2013	56,08%	47,19%	78,63%	76,32%
2014	63,89%	52,99%	75,03%	63,31%
2015	40,10%	50,70%	78,40%	72,00%
2016	66,10%	47,70%	77,00%	63,00%

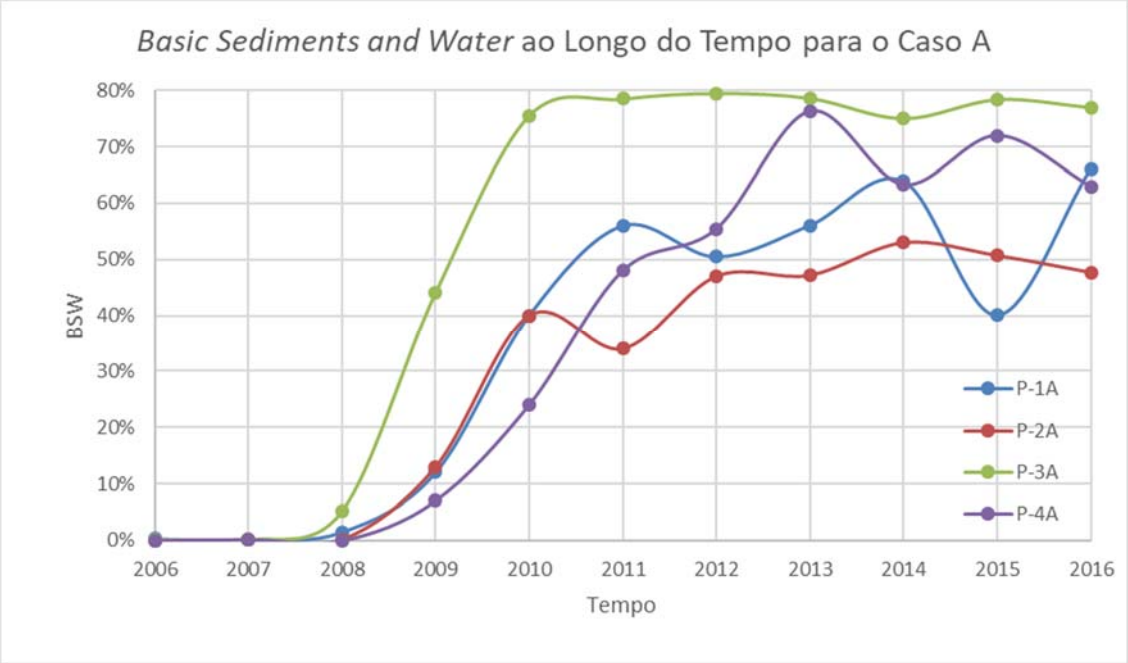

Figura 6.2 – Curva de *basic sediments and water* ao longo do tempo para o caso A.

Em seguida, o caso B é analisado cujo RGO e BSW estão apresentados na Figura 6.3 e Tabela 6.3 e Figura 6.4 e Tabela 6.4, respectivamente. Neste caso, os valores oscilam entre aproximadamente 126 scf/stb e 960 scf/stb. Além disso, diferentemente do primeiro caso, nenhum valor atinge RGO maior que 1000 scf/stb. O poço P-1B apresenta pico de RGO em 2010 chegando a cerca de 960 scf/stb e o poço P-2B em 2008 alcançando próximo de 724 scf/stb e 126 scf/stb em 2009.

Tabela 6.3 – Tabela de razão gás-óleo dos poços ao longo do tempo para o caso B.

RGO / Tempo	P-1B (SCF/STB)	P-2B (SCF/STB)	P-3B (SCF/STB)	P-4B (SCF/STB)
2006	471,63	280,73	207,74	404,25
2007	432,32	364,95	325,65	466,01
2008	426,71	724,28	331,26	331,26
2009	634,45	126,33	376,18	466,01
2010	960,09	505,31	550,23	426,71
2011	342,49	437,94	320,03	443,55
2012	387,41	415,48	443,55	460,40
2013	359,33	381,79	258,27	510,93
2014	466,01	404,25	600,76	443,55
2015	445,24	443,55	511,51	532,76
2016	531,14	472,19	481,31	595,72

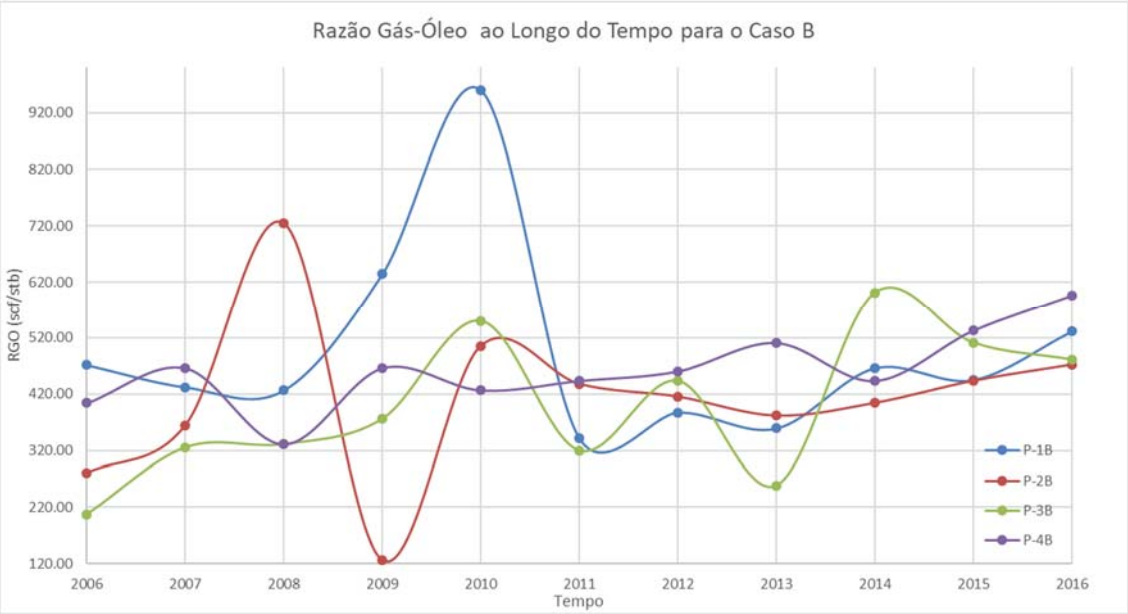

Figura 6.3 – Gráfico da razão gás-óleo ao longo do tempo para o caso B.

Quanto ao BSW, para o caso do caso B, os poços começam a atingir faixas maiores que 40% depois de 2011, porém o poço P-1B apresenta altos teores de logo no início da vida produtiva do poço e se mantém mais elevada entre os anos de 2008 e 2011, o que pode indicar que houve um influxo de água que foi contido posteriormente por algum processo de intervenção no poço.

Tabela 6.4 – Tabela de *basic sediments and water* dos poços ao longo do tempo para o caso B.

BSW / Tempo	P-1B	P-2B	P-3B	P-4B
2006	0,00%	0,20%	0,00%	0,20%
2007	0,10%	0,10%	4,02%	0,53%
2008	35,00%	21,00%	22,00%	0,67%
2009	58,00%	24,00%	16,00%	6,00%
2010	58,00%	24,00%	36,00%	36,00%
2011	72,00%	30,00%	39,00%	40,00%
2012	43,01%	54,00%	58,00%	49,00%
2013	80,98%	75,53%	56,37%	67,78%
2014	64,55%	57,89%	73,47%	80,67%
2015	58,00%	61,65%	71,80%	75,00%
2016	52,10%	72,73%	69,85%	74,30%

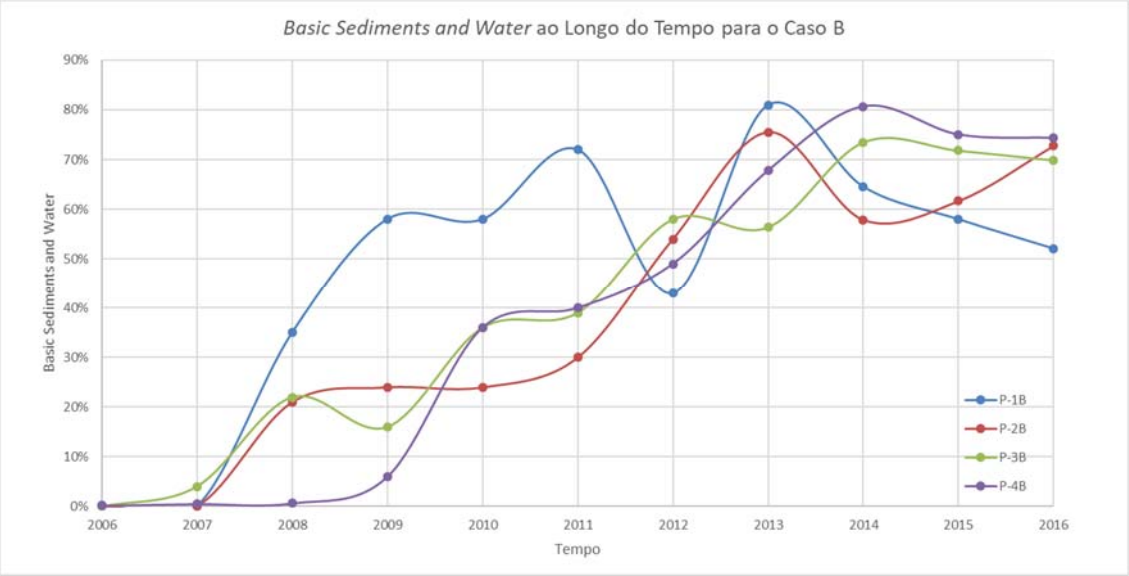

Figura 6.4 – Curva de basic sediments and water ao longo do tempo para o caso B.

Com relação a curva de índice de produtividade (IP) e pressão estática (P_e) ao longo do tempo são assumidos quatro comportamentos hipotéticos para todos os poços para os dois casos A e B: curva linear de inclinação negativa e coeficiente angular igual a 2/3 (hipótese 1), curva linear de inclinação negativa e coeficiente angular igual a 1/3 (hipótese 2) e curva linear de inclinação negativa e coeficiente angular igual a 1/2 (hipótese 3) e curva logarítmica descendente.

O objetivo geral da análise do posicionamento para cada caso é observar a influência no posicionamento do *manifold* levando em conta a mudança dos parâmetros

de escoamento ao longo do tempo e entender o porquê da mudança, observando se os padrões de comportamento sobre cada resultado do melhor posicionamento do *manifold* se repetem em cada estudo de caso.

6.1 Análise do Caso A Considerando a Hipótese 1

Este estudo de caso analisa a produção dos poços durante 11 anos considerando o índice de produtividade de líquido (água e óleo) e pressão estática do reservatório declinando linearmente ao longo do tempo tal que a inclinação seja igual a 2/3 para todos os poços e valor inicial de índice de produtividade diferente para cada poço como mostra o gráfico da Figura 6.5. O poço P-3A possui o maior índice de produtividade de líquido e o P-2A possui o menor índice de produtividade.

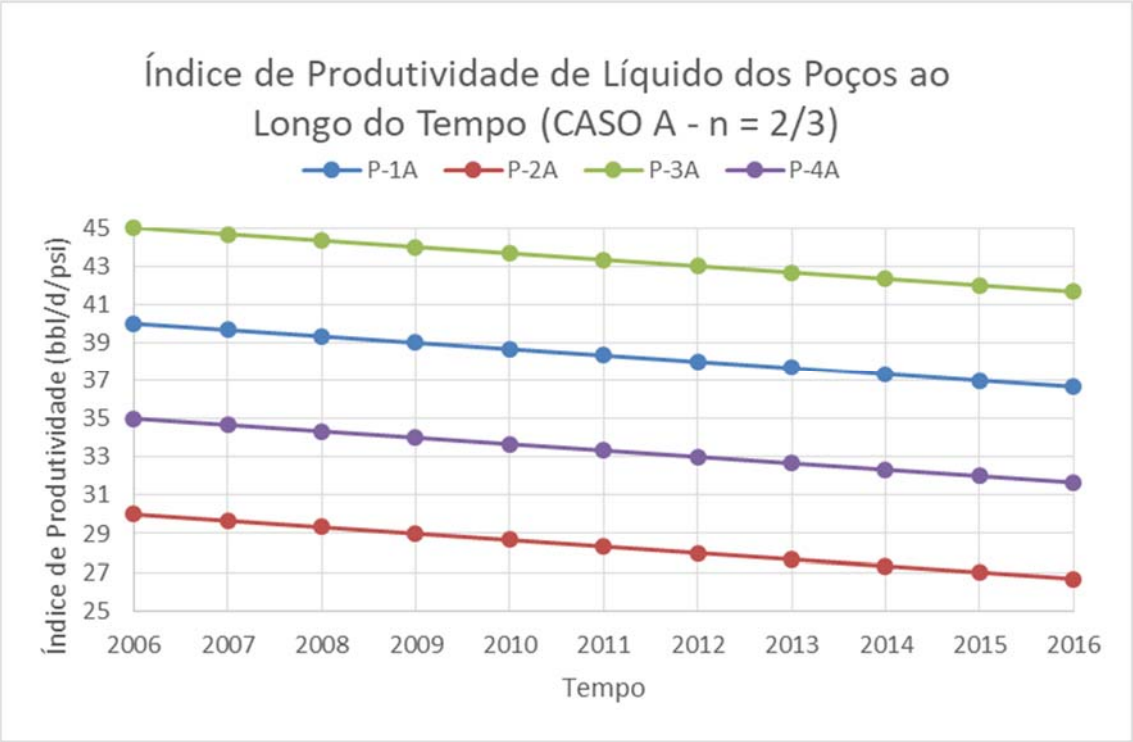

Figura 6.5 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1.

Tabela 6.5 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1.

IP LIQ. / Tempo	P-1A (bbl/d/psi)	P-2A (bbl/d/psi)	P-3A (bbl/d/psi)	P-4A (bbl/d/psi)
2006	40,00	30,00	45,00	35,00
2007	39,67	29,67	44,67	34,67
2008	39,33	29,33	44,33	34,33
2009	39,00	29,00	44,00	34,00
2010	38,67	28,67	43,67	33,67
2011	38,33	28,33	43,33	33,33
2012	38,00	28,00	43,00	33,00
2013	37,67	27,67	42,67	32,67
2014	37,33	27,33	42,33	32,33
2015	37,00	27,00	42,00	32,00
2016	36,67	26,67	41,67	31,67

Como mostra a Figura 6.6 e Tabela 6.6, o reservatório de maior pressão estática é do poço P-2A e de menor pressão estática é do poço P-4A.

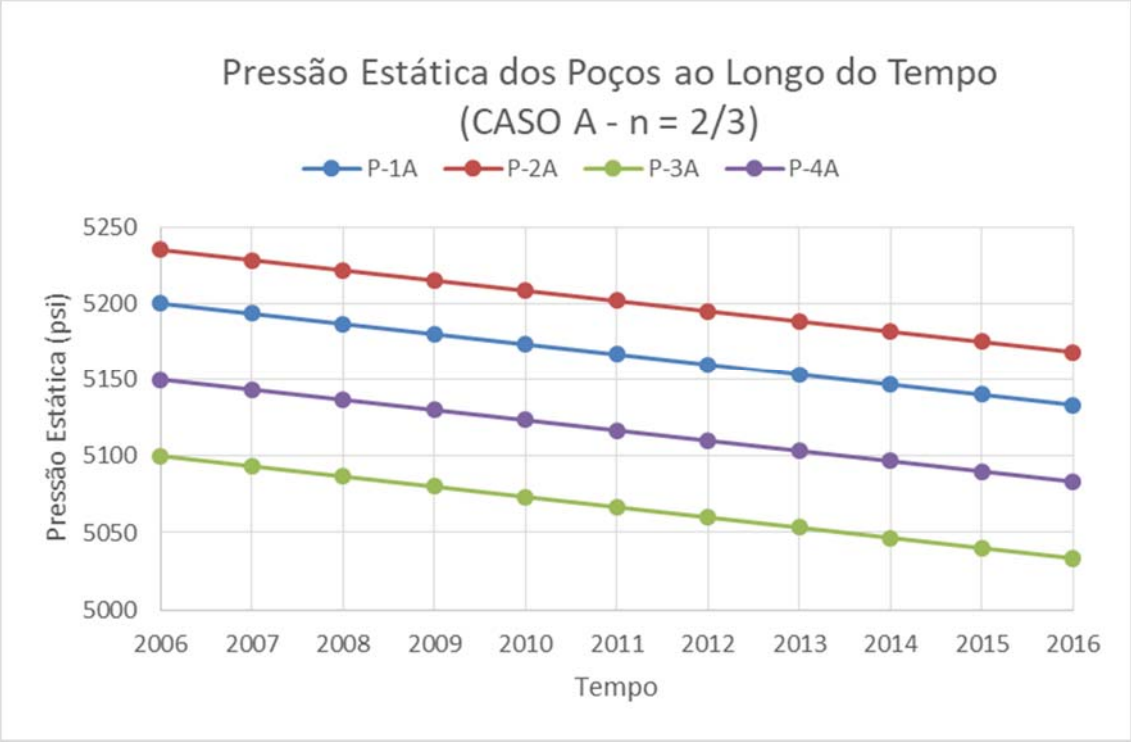

Figura 6.6 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1.

Tabela 6.6 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1.

$P_{estática}$ / Tempo	P-1A (psi)	P-2A (psi)	P-3A (psi)	P-4A (psi)
2006	5.200,00	5.235,00	5.100,00	5.150,00
2007	5.193,33	5.228,33	5.093,33	5.143,33
2008	5.186,67	5.221,67	5.086,67	5.136,67
2009	5.180,00	5.215,00	5.080,00	5.130,00
2010	5.173,33	5.208,33	5.073,33	5.123,33
2011	5.166,67	5.201,67	5.066,67	5.116,67
2012	5.160,00	5.195,00	5.060,00	5.110,00
2013	5.153,33	5.188,33	5.053,33	5.103,33
2014	5.146,67	5.181,67	5.046,67	5.096,67
2015	5.140,00	5.175,00	5.040,00	5.090,00
2016	5.133,33	5.168,33	5.033,33	5.083,33

6.1.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo

Para cada ano de produção de 2006 a 2016, valores de BSW, RGO, IP e pressão estática são valores distintos entre si, conforme os dados especificados anteriormente. Configurados os dados de escoamento, o primeiro estudo analisará a posição do *manifold* de forma que seja fornecida a maior vazão instantânea de óleo em cada ano e a posição onde gera o menor custo de linha.

A Figura 6.7 e Tabela 6.7 mostra a melhor posição do *manifold* onde há maior vazão de óleo para cada ano de acordo com as propriedades do fluido para aquele ano e a posição onde apresenta o menor custo de linha. Observa-se que para os anos 2006 e 2008 o *manifold* está situado entre o centroide e o poço P-3A. Já nos anos de 2011 e 2016, a melhor posição se aproxima do poço P-2A e em 2015 e 2009, se aproxima mais do poço P-1A. Nos demais anos se encontra em posições intermediárias.

Figura 6.7 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1.

Tabela 6.7 – Posição do *manifold* para a posição de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 1.

Ano	Posição do *Manifold* (N,E)
2006	(399, -22)
2007	(76, -185)
2008	(346, -50)
2009	(-134, -430)
2010	(-415, 174)
2011	(148,-581)
2012	(-22, -199)
2013	(-196, -42)
2014	(-86, -442)
2015	(-86, -442)
2016	(99, 591)

A Tabela 6.8 e a Tabela 6.9 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo de poço e *drawdown* para a posição de melhor vazão instantânea a cada ano. Através da Tabela 6.8, da Tabela 6.9 e da Figura 6.7 afere-se alguns comportamentos em relação ao posicionamento. No ano de 2006, a razão gás-óleo dos poços P-3A foi a mais alta em relação aos demais poços e o BSW ainda era baixo em torno de 0,11% fazendo com que a perda de carga desse poço fosse a mais baixa em relação aos demais poços.

Isso ocorre devido ao fato de que conforme mais gás está presente no sistema, a massa específica média dos fluidos é reduzida nos trechos verticais e inclinados. Uma vez reduzida a massa específica média, a parcela gravitacional nos trechos verticais e inclinados é reduzida, sendo a parcela a mais significativa, reduzindo a pressão de fundo de poço. Outro fator importante é a densidade do gás (Tabela 5.3) cujo poço P-3A é a menor de todos tornando a parcela gravitacional menor.

Observa-se que para os anos iniciais, nos casos em que o BSW é em torno de 1%, o valor não pareceu afetar os resultados de P_{wf} ou do posicionamento do *manifold* já que tanto para o ano de 2006 quanto de 2008 não apresenta o menor valor para este parâmetro.

Além disso, vale lembrar que o poço P-3A é o de maior índice de produtividade de líquido e, conforme afirmou CASTIÑERA [23] em seu estudo, posicionar o *manifold* próximo aos poços de maior índice de produtividade favorece a maior vazão no *manifold*. Como a teor de BSW é baixo, a maior vazão produzida será a de óleo e não água.

Já em 2008, apesar do poço de maior valor de RGO é o P-4A, este apresenta valor excessivamente alto, indicando que houve inserção excessiva de gás. Esse aumento excessivo faz com que a parcela de fricção seja aumentada significantemente e que a parcela gravitacional se torne insignificante devido à alta vazão já que nesta situação o escoamento se encontra com alta fração de gás livre. A segunda razão gás-óleo mais alta é a do poço P-3A.

A partir de 2010, ocorre influxo de água próximo a 50%, conforme mencionado na subseção 4.2.3 ocorre distorção, porque o escoamento passa a tornar-se compressível e se aproxima do comportamento linear. Sendo assim, no caso de 2011 e 2016 o único parâmetro observado que se apresentou muito menor que os demais foi o BSW indicando que isso pode ter afetado consideravelmente a melhor posição do *manifold*. Já que o aumento da produção de água eleva a perda de carga por fricção na coluna de produção, *flowlines* e *risers* já que a água possui maior massa específica que o óleo.

Comportamento semelhantes acontecem nas demais posições. À medida que o teor de BSW aumenta, se torna consideravelmente complexo analisar a pressão do fundo de poço pois esse fator influencia não só na perda de carga do sistema como também na quantidade de óleo no total de líquido, já que o índice de produtividade definido é o em relação ao líquido total produzido.

Tabela 6.8 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1A e P-2A ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1.

	P-1A			P-2A		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	27.467,38	4.511,111	688,889	26.297,03	4.358,169	876,831
2007	28.093,47	4.484,386	708,9477	24.694,36	4.395,106	833,227
2008	26.882,65	4.492,731	693,9356	24.376,5	4.388,984	832,682
2009	25.558,35	4.435,293	744,7071	20.321,64	4.409,545	805,455
2010	15.519,22	4.504,401	668,9322	13.725,41	4.410,344	797,989
2011	10.150,88	4.564,836	601,831	15.690,69	4.362,592	839,075
2012	11.720,33	4.537,161	622,839	11.453,19	4.423,222	771,778
2013	10.150,42	4.539,763	613,571	11.461,91	4.403,850	784,484
2014	8.343,336	4.527,774	618,893	9.841,459	4.415,759	765,9081
2015	15.352,77	4.447,279	692,721	10.429,38	4.391,484	783,516
2016	7.576,886	4.523,769	609,565	12.110,18	4.300,013	868,321

Tabela 6.9 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3A e P-4A ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1.

	P-3A			P-4A		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	29.439,03	4.445,079	654,9212	24.304,14	4.455,596	694,404
2007	27.408,09	4.479,105	614,228	23.303,18	4.469,711	673,622
2008	26.093,94	4.466,320	620,347	21.569,45	4.508,430	628,237
2009	1.3523,89	4.531,141	548,859	24.421,7	4.357,650	772,350
2010	4.986,33	4.607,248	466,085	19.174,29	4.373,947	749,386
2011	4.221,44	4.613,560	453,107	11.653,26	4.444,363	672,304
2012	3.772,71	4.632,012	427,988	9.567,572	4.458,773	651,227
2013	4.134,49	4.599,884	453,450	4.481,017	4.524,051	579,282
2014	4.716,20	4.600,506	446,161	7.954,329	4.426,156	670,510
2015	4.294,09	4.566,673	473,327	5.500,809	4.476,070	613,930
2016	4.688,74	4.544,074	489,260	7.996,575	4.400,838	682,496

Os gráficos da Figura 6.8, da Figura 6.9 e da Figura 6.10 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo de poço e *drawdown* para cada poço em cada ano. De forma geral, observou-se que o *manifold* para cada ano analisado se aproximou do poço de maior vazão de óleo. Em geral ao longo dos anos, o poço que apresentou menor P_{wf} foi o poço P-2A e o que apresentou maior foi o poço P-3A, porém foi o poço que a partir de 2009 apresentou menor vazão de óleo. A menor perda no meio poroso foi no poço P-2A e a maior foi no poço P-3A.

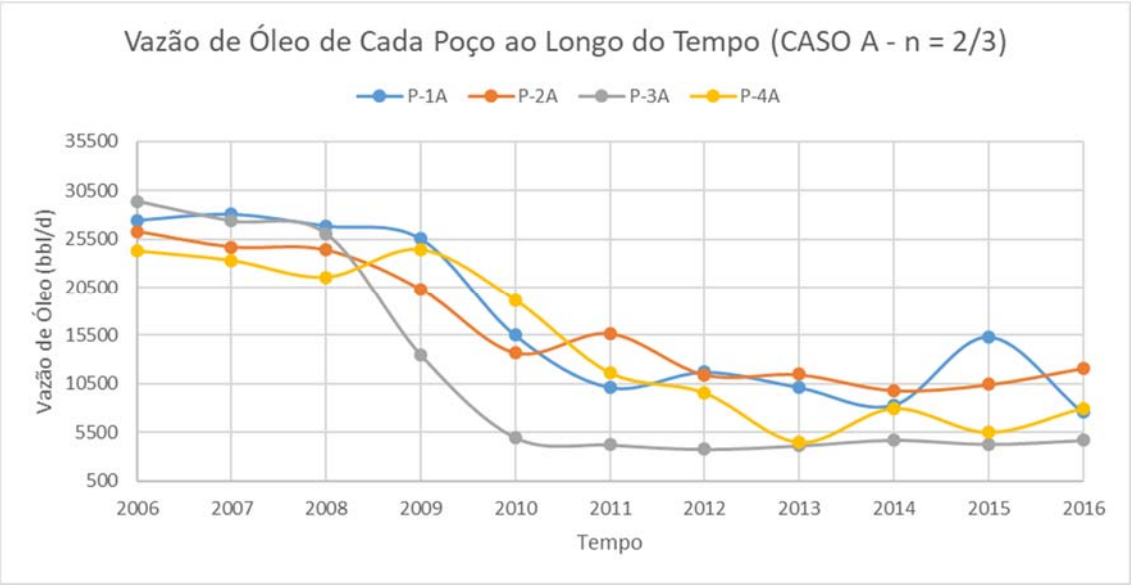

Figura 6.8 – Vazão de óleo em cada poço ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1.

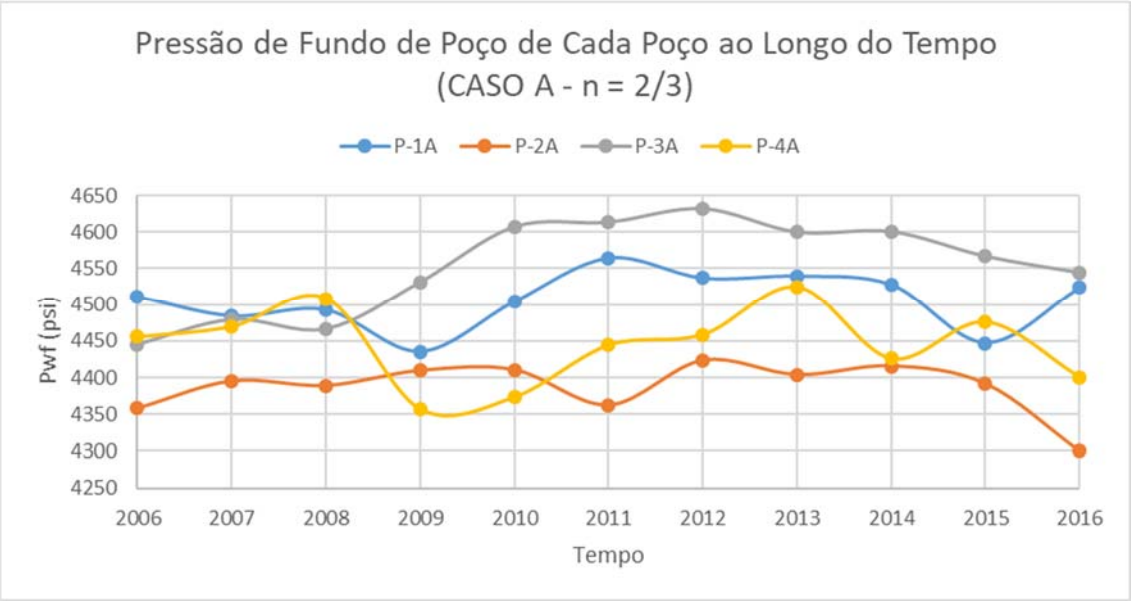

Figura 6.9 – Pressão de Fundo de Poço de cada poço ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1.

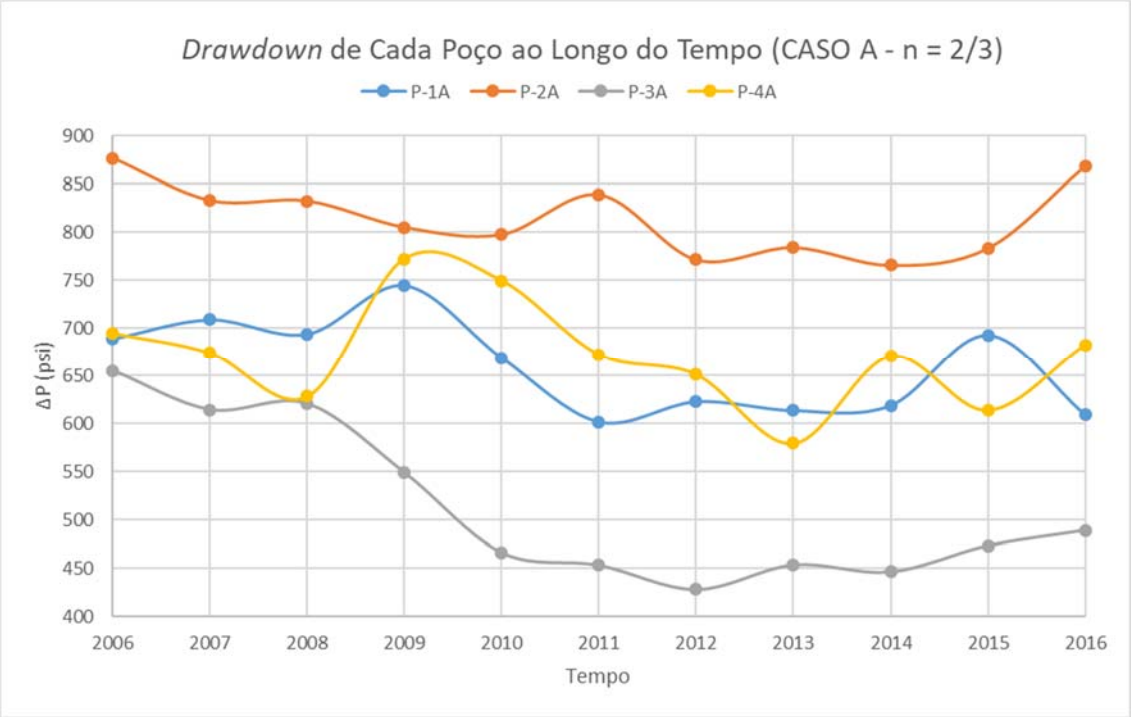

Figura 6.10 – *Drawdown* dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 1.

A Figura 6.11 e a Tabela 6.10 fazem uma análise entre o custo de linha obtido no ponto de menor custo de linha e nos pontos de máxima vazão para cada ano, observa-se que em geral a diferença percentual oscilou entre 1,92%. Nos anos de 2006, 2008, 2011 e 2016 houve diferença percentual menor que 0,5%, porém nos anos de 2009, 2010, 2012, 2014 e 2015 a diferença foi maior ou igual a 2%.

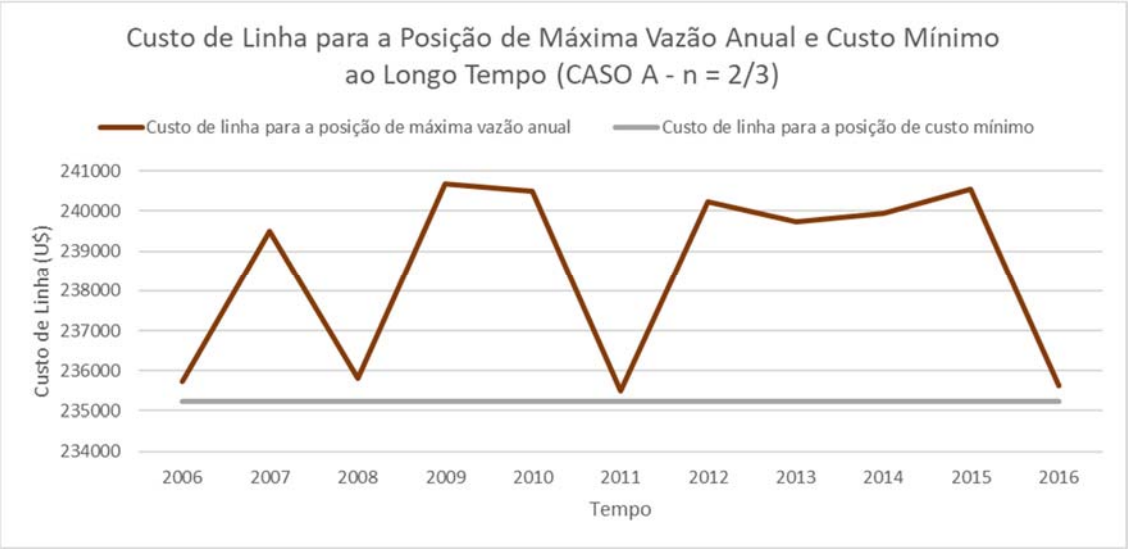

Figura 6.11 – Curva de custo de linha para a posição de máxima vazão e para o custo mínimo de linha ao longo dos anos para o caso A e hipótese 1.

Tabela 6.10 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 1.

	Custo de Linha para a Posição de Máxima Vazão (US$)	Custo de Linha para a Posição de Mínimo Custo de Linha (US$)	Diferença Percentual
2006	235.719,72	235.223,85	0,21%
2007	239.500,65	235.223,85	1,82%
2008	235.812,10	235.223,85	0,25%
2009	240.663,15	235.223,85	2,31%
2010	240.502,08	235.223,85	2,24%
2011	235.502,63	235.223,85	0,12%
2012	240.228,96	235.223,85	2,13%
2013	239.731,75	235.223,85	1,92%
2014	239.929,17	235.223,85	2,00%
2015	240.544,10	235.223,85	2,26%
2016	235.621,68	235.223,85	0,17%

A Figura 6.12 compara de vazão instantânea de óleo caso posicionado o *manifold* no ponto de vazão de óleo instantânea em comparação a posição de menor custo de linha em considerando cada valor de parâmetro de escoamento em cada ano. Observa-se que conforme era previsto a vazão cai ao longo dos anos havendo um pequeno aumento nos anos de 2015 e 2016.

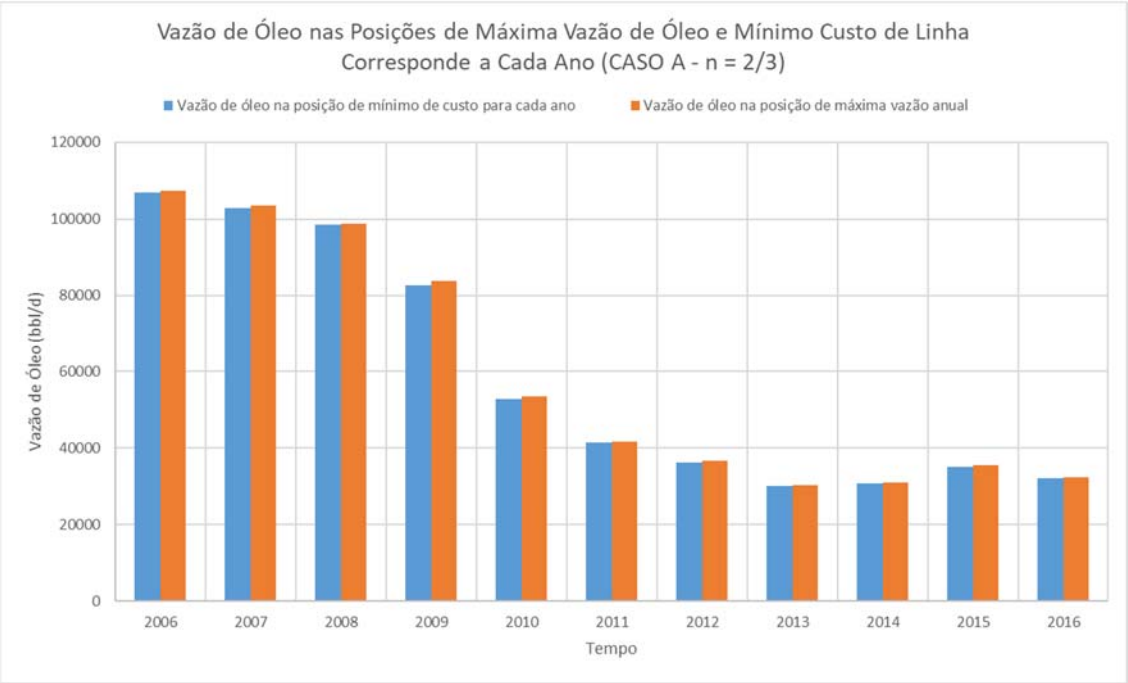

Figura 6.12 – Gráfico de comparação entre vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha em cada ano para o caso A e hipótese 1.

A Tabela 6.11, mostra que posicionar o *manifold* na posição de máxima vazão representa um ganho em torno de 0,73% na vazão de óleo diária. Nos anos de 2009, 2010, 2012 e 2015 posicionar no ponto de maior vazão representa ganho de mais de 1% na vazão sendo a máxima diferença percentual de 1,30%, o que representa 456,94 bbl/dia de vazão diária de óleo e mínima de 0,42%, que representa 445,96 bbl/dia de vazão diária de óleo.

Tabela 6.11 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 1.

	Vazão para a Posição de máxima vazão (bbl/d)	Vazão para a Posição de mínimo custo de linha (bbl/d)	Diferença (bbl/d)	Diferença Percentual (%)
2006	107.507,58	107.061,62	445,96	0,42%
2007	103.499,10	103.009,33	489,77	0,48%
2008	98.922,53	98.561,66	360,87	0,37%
2009	83.825,57	82.759,99	1.065,58	1,29%
2010	53.405,26	52.790,03	615,23	1,17%
2011	41.716,28	41.443,23	273,05	0,66%
2012	36.513,80	36.127,26	386,54	1,07%
2013	30.227,84	30.087,11	140,73	0,47%
2014	30.855,32	30.632,31	223,01	0,73%
2015	35.576,98	35.120,04	456,94	1,30%
2016	32.372,38	32.104,65	267,73	0,83%

6.1.2 Análise do posicionamento para produção acumulada

Em seguida, outro estudo é realizado desta vez considerando a produção acumulada do campo, ou seja, o somatório da vazão de óleo em cada ponto de busca i ao longo de todos os anos j conforme a Equação (4.89).

Os pontos i do *manifold* submarino são analisados de acordo com a busca explicada no início da subseção 5.2.3 totalizando 5175 pontos de busca. Em seguida, a Figura 6.13 mostra o ponto onde há maior produção acumulada dos poços, os cinco melhores valores de produção acumulada em escala de cores, os pontos de maior de vazão instantânea de óleo analisados na subseção 6.1.1. De forma geral, observa-se que o poço P-1A produz altas vazões de óleo nos primeiros anos onde a vazão é maior e em alguns anos do final da produção como 2012 e 2015. Portanto, uma vez que a produção acumulada é a soma das vazões dos poços nos onze anos de produção, o resultado da melhor produção acumulada é situar o *manifold* mais próximo do poço P-1A, como mostra a Figura 6.13, gera maior valor de produção acumulada.

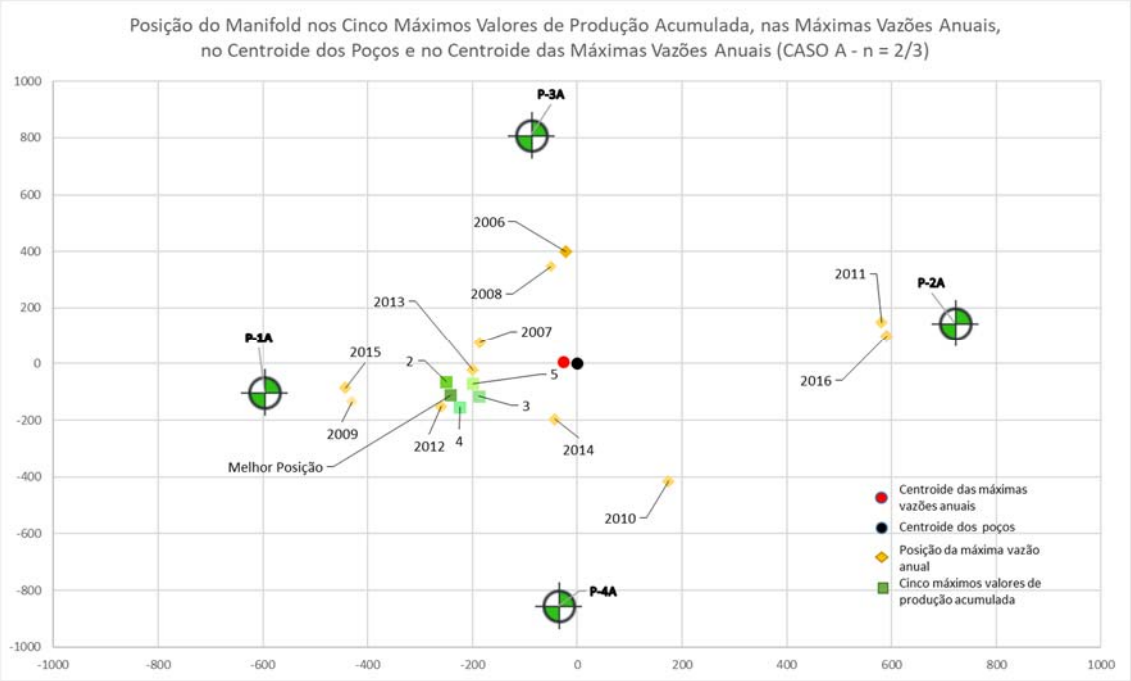

Figura 6.13 – Gráfico das cinco melhores posições de melhor produção acumulada, das posições de máxima vazão instantânea para cada ano, centroide dos poços e centroide das posições de máxima vazão para cada ano para o caso A e hipótese 1.

As cinco melhores posições de produção acumulada estão apresentadas na Tabela 6.12. Observa-se que a grande parte se concentra entre o centroide dos poços e o poço P-1A indicando que, para essas condições de escoamento, posicionar o *manifold* nesta região indicaria maior produção de óleo.

Outro ponto importante é que através de uma análise do centroide da melhor posição do *manifold* para cada ano de produção e a melhor posição em produção acumulada conclui-se que há um afastamento em torno de 200 m apontando que o resultado obtido não corresponde à média das posições obtidas em cada ano individualmente.

Tabela 6.12 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 1.

Ranking das Posições	Posição do *Manifold* (N,E)
1ª	(-111, -242)
2ª	(-64, -250)
3ª	(-115, -188)
4ª	(-153, -225)
5ª	(-71, -199)
Centroide das posições máxima vazão anual	(-4, -88)

A Tabela 6.13 e Figura 6.14 mostra a produção acumulada do *manifold* se fosse situado na posição de melhor vazão instantânea de cada ano, na posição de custo mínimo de linha e na posição da melhor produção acumulada ($Q_{AcumMax}$), o custo de linha correspondente a todas essas posições e a diferença de custo e de produção acumulada entre posicionar nessas posições referidas comparado a posição de menor custo de linha. Situar o *manifold* no ponto de maior produção acumulada gera ganho de 1,33 milhões de barris e perda de 2,01% em custo de linha. Caso posicionasse no ano de 2013, o valor seria 1,28 milhões de barris, em torno de 48,87 mil barris menor, e geraria custo de linha 1,92% maior do que situando na posição de máxima vazão.

Tabela 6.13 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo, custo de linha para cada posição e diferença entre eles para o caso A e hipótese 1.

	Dados do Gráfico		Diferença entre Posição no Custo de Linha Mínimo e Demais Posicionamentos	
Dado	**Produção Acumulada (bbl)**	**Custo de Linha (US$)**	**Produção Acumulada (bbl)**	**Diferença percentual de Custo**
2006	237.873.434,618	235.719,725	733.947,558	0,21%
2007	238.329.657,258	239.500,646	1.190.170,198	1,82%
2008	237.946.970,105	235.812,101	807.483,045	0,25%
2009	238.268.243,367	240.663,152	1.128.756,307	2,31%
2010	237.719.309,613	240.502,082	579.822,553	2,24%
2011	237.674.701,040	235.502,630	535.213,980	0,12%
2012	238.388.522,425	240.228,963	1,249,035,365	2,13%
2013	238.420.566,933	239.731,747	1.281.079,873	1,92%
2014	238.226.746,552	239.929,168	1.087.259,492	2,00%
2015	238.301.827,990	240.544,100	1.162.340,930	2,26%
2016	237.653.542,678	235.621,682	514.055,618	0,17%
C_{min}	237.139.487,060	235.223,845	-	-
$Q_{AcumMax}$	238.469.432,016	239.948,841	1.329.944,956	2,01%

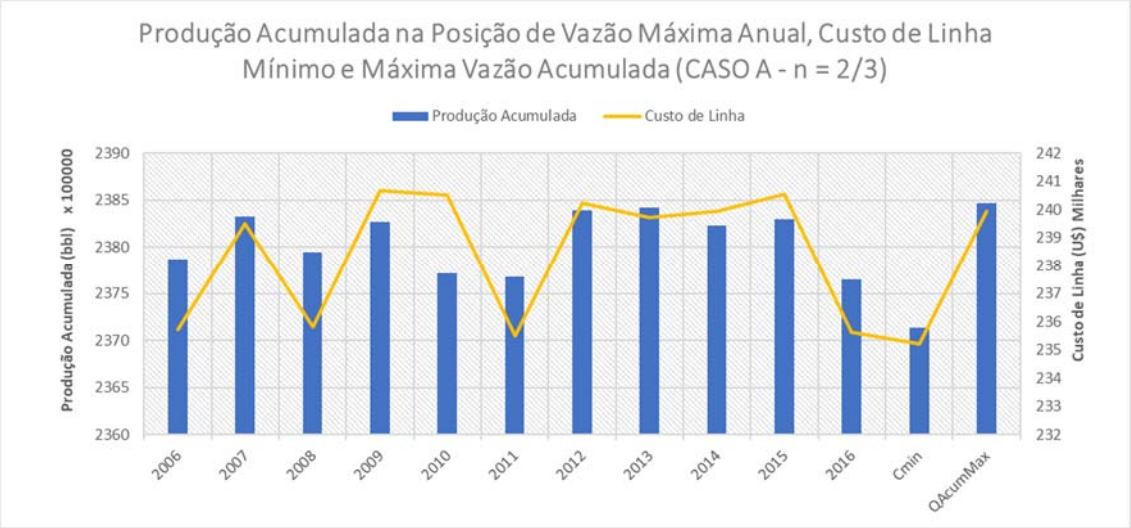

Figura 6.14 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso A e hipótese 1.

6.2 Análise do Caso A Considerando a Hipótese 2

Este estudo de caso analisa a produção dos mesmos poços durante 11 anos de produção, porém considerando o índice de produtividade de líquido e pressão estática do reservatório declinando linearmente ao longo do tempo tal que a inclinação seja igual a 1/3 para todos os poços como mostra o gráfico da Figura 6.15. O objetivo desse estudo de caso é observar o impacto no posicionamento do *manifold* considerando os IPs e P_e não tão próximos, alterando a ordem entre os maiores valores e considerando a hipótese 2. Neste caso o poço P-4A possui o maior índice de produtividade de líquido e o P-1A possui o menor índice de produtividade.

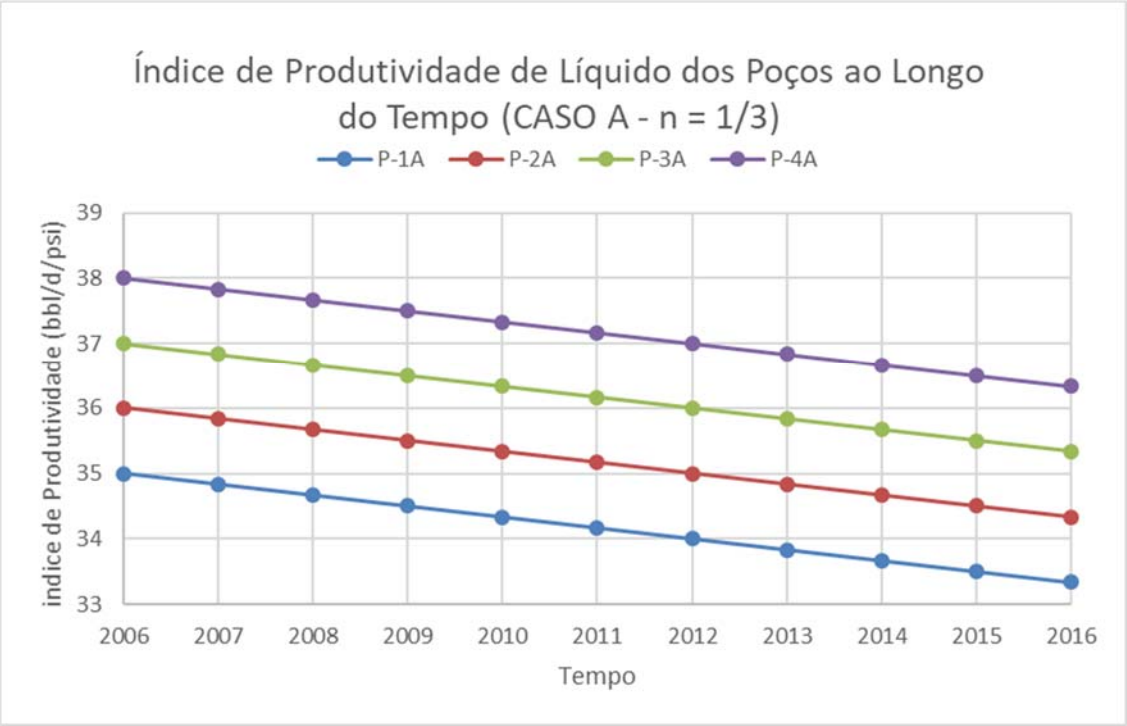

Figura 6.15 – Curva de índice de produção de líquido dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2.

Tabela 6.14 – Tabela de índice de produtividade de líquido dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2.

IP LIQ. / Tempo	P-1A (bbl/d/psi)	P-2A (bbl/d/psi)	P-3A (bbl/d/psi)	P-4A (bbl/d/psi)
2006	35,00	36,00	37,00	38,00
2007	34,83	35,83	36,83	37,83
2008	34,67	35,67	36,67	37,67
2009	34,50	35,50	36,50	37,50
2010	34,33	35,33	36,33	37,33
2011	34,17	35,17	36,17	37,17
2012	34,00	35,00	36,00	37,00
2013	33,83	34,83	35,83	36,83
2014	33,67	34,67	35,67	36,67
2015	33,50	34,50	35,50	36,50
2016	33,33	34,33	35,33	36,33

A Figura 6.16 e a Tabela 6.15 apontam que o reservatório de maior pressão estática é do poço P-1A e de menor pressão estática é do poço P-2A.

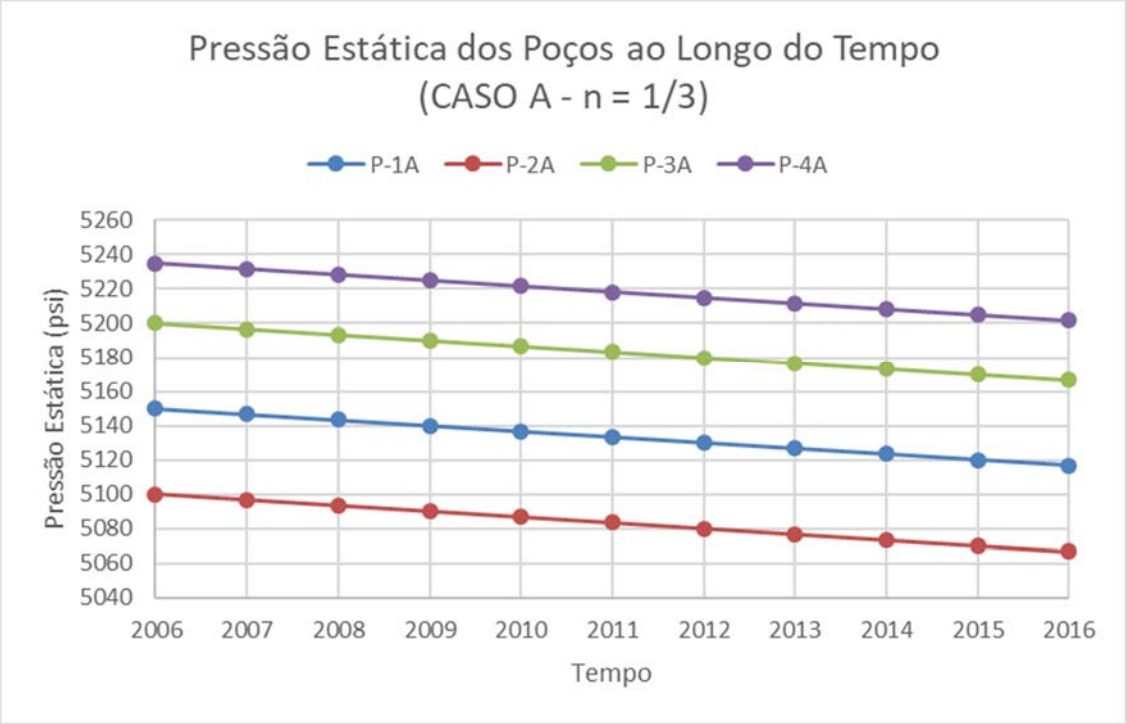

Figura 6.16 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2.

Tabela 6.15. – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2.

$P_{estática}$ / Tempo	P-1A (psi)	P-2A (psi)	P-3A (psi)	P-4A (psi)
2006	5150,00	5100,00	5200,00	5235,00
2007	5146,67	5096,67	5196,67	5231,67
2008	5143,33	5093,33	5193,33	5228,33
2009	5140,00	5090,00	5190,00	5225,00
2010	5136,67	5086,67	5186,67	5221,67
2011	5133,33	5083,33	5183,33	5218,33
2012	5130,00	5080,00	5180,00	5215,00
2013	5126,67	5076,67	5176,67	5211,67
2014	5123,33	5073,33	5173,33	5208,33
2015	5120,00	5070,00	5170,00	5205,00
2016	5116,67	5066,67	5166,67	5201,67

6.2.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo

A Figura 6.17 e a Tabela 6.16 mostram a melhor posição do *manifold* onde há maior vazão de óleo para cada ano de acordo com as propriedades do fluido para aquele ano. Neste caso, os índices de produtividade dos poços são mais próximos e P-3A deixa de ser o maior índice de produtividade e P-4A passa a ser o maior. Além disso, quanto à pressão estática, nesse caso, P-3A deixa de ser a maior e passa a ser menor e P-2A deixa de ser a maior e passa a ser a menor.

Essas mudanças impactam significativamente a posição do *manifold*. Nota-se que neste caso na maioria dos anos o *manifold* se afasta do poço P-1A e se distribui ao longo do centroide dos poços exceto para o ano de 2015 que se localiza mais ou menos na mesma região. No ano de 2006 permanece na mesma região, em 2009 se aproxima mais do poço P-4A, em 2010 se aproxima ainda mais do poço P-1A que no caso anterior, em 2011 se afasta do poço P-2A e passa a situar-se em uma região entre o centroide dos poços e o poço P-4A, em 2013 se aproxima do poço P-2A e finalmente em 2016 permanece na mesma região que o poço anterior perto do poço P-2A.

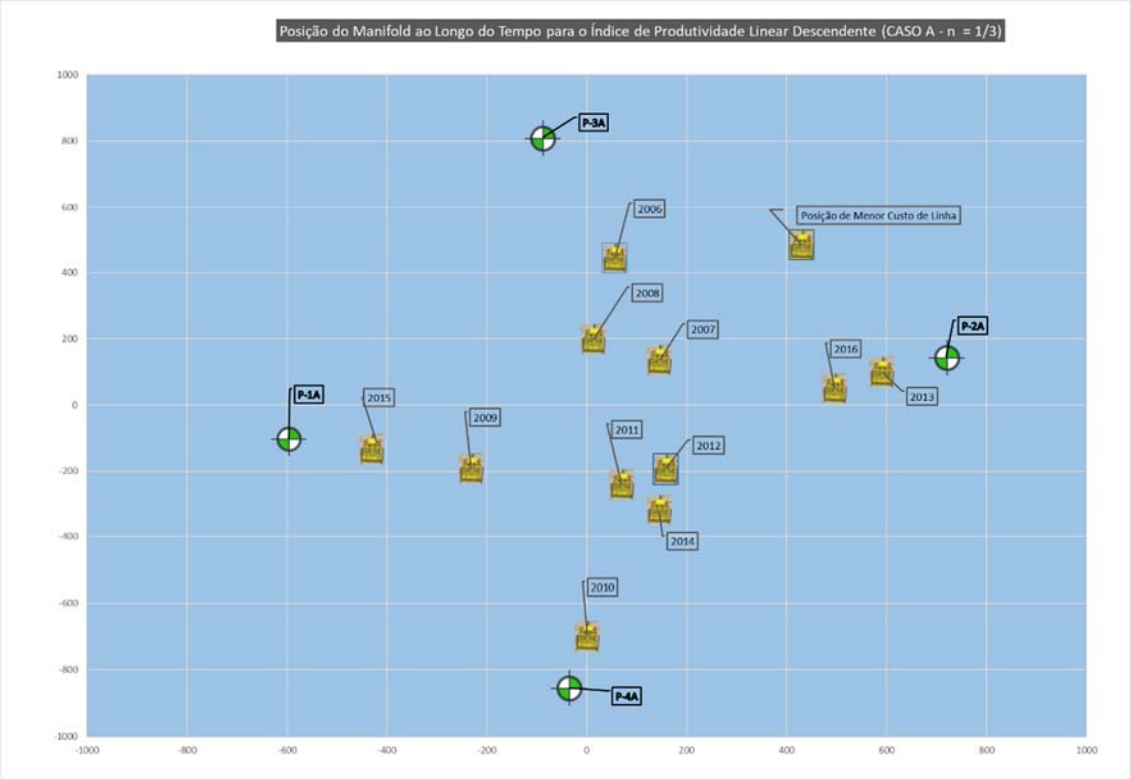

Figura 6.17 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2.

Tabela 6.16 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso A e hipótese 2.

Ano	Posição do *Manifold* (N,E)
2006	(446, -56)
2007	(136, 146)
2008	(199, 14)
2009	(-192, -232)
2010	(-700, 1)
2011	(-240, 70)
2012	(-194, 158)
2013	(99, 591)
2014	(-319, 146)
2015	(-135, -430)
2016	(49, 497)

A Tabela 6.17 e a Tabela 6.18 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo de poço e gradiente de pressão dos poços para a posição de melhor vazão instantânea a cada ano.

A proximidade dos valores de índice de produtividade e o fato do declínio ser menos acentuado fez com que as posições correspondentes a cada ano se aproximassem mais. Em 2006, o poço P-3A não possui nem o índice de produtividade nem a pressão estática maior, porém ainda é uma das mais altas e bem próxima a mais alta que é do poço P-4A. A vazão de óleo nesse poço ainda é a maior, a pressão de fundo de poço uma das menores e o maior *drawdown*. No ano de 2009, o poço P-1A deixa de ser o de maior vazão e o poço P-4A (de maior índice de produtividade e pressão estática) passa a ser o maior produtor o que justifica a alteração no posicionamento. Em 2010, o mesmo fato mencionado sobre o poço P-4A faz com que o *manifold* se aproxime.

Em 2011, apesar da vazão de óleo maior ser a do poço P-2A, pois é um dos poços que menos produz água naquele ano, o resultado indicou que posicionar o *manifold* mais próximo do poço P-4A resultaria na soma total maior da vazão de óleo de todos os poços. Isso ocorre possivelmente porque como em quase todos os outros poços o BSW é maior ou igual a 50%, sendo assim a perda de carga por fricção para o escoamento desses poços é alta, logo quanto menor o trajeto dos fluidos percorrido na *flowline* menor essa perda de carga. Além disso, vale destacar que a segunda maior vazão é a do poço P-4A e que este e o poço P-2A possuem maior *drawdown*.

Em 2013, houve aumento considerável na vazão de óleo em P-2A em comparação ao caso anterior e diminuição no poço P-1A, além disso a pressão de fundo de poço é a menor e o *drawdown* é o maior. Finalmente, em 2016 a vazão de óleo menor é no poço P-2A, menor P_{wf} e maior *drawdown*.

Tabela 6.17 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1A e P-2A ao longo do tempo para o caso A e para a hipótese 2

	P-1A			P-2A		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	25.286,96	4.425,196	724,804	26.544,01	4.362,445	737,555
2007	25.748,24	4.406,743	739,924	25.288,58	4.390,232	706,434
2008	24.983,80	4.411,598	731,736	24.719,15	4.398,884	694,449
2009	23.659,56	4.360,699	779,301	20.705,95	4.419,579	670,421
2010	14.450,47	4.435,188	701,479	13.605,81	4.444,883	641,784
2011	9.710,83	4.487,380	645,953	15.398,20	4.419,904	663,430
2012	10.670,19	4.496,258	633,742	11.904,32	4.438,258	641,742
2013	9.151,89	4.510,776	615,891	12.295,58	4.408,265	668,402
2014	7.715,89	4.488,648	634,685	10.223,08	4.446,027	627,306
2015	14.395,15	4.402,628	717,372	10.765,74	4.437,038	632,962
2016	7.138,02	4.484,984	631,683	12.539,23	4.368,349	698,318

Tabela 6.18 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3A e P-4A ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2.

	P-3A			P-4A		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (psi)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	29.043,89	4.414,166	785,834	26.357,71	4.541,376	693,624
2007	27.184,16	4.457,896	738,770	24.285,47	4.588,409	643,258
2008	25.577,05	4.458,135	735,198	22.672,44	4.626,410	601,923
2009	13.485,89	4.530,220	659,780	26.334,39	4.469,892	755,108
2010	4.987,23	4.626,408	560,258	21.407,82	4.467,162	754,505
2011	4.262,36	4.635,179	548,155	13.235,23	4.533,516	684,817
2012	3.878,93	4.654,399	525,601	10.691,74	4.565,930	649,070
2013	4.238,13	4.623,212	553,455	5.108,72	4.625,948	585,719
2014	4.858,83	4.627,763	545,571	8.985,34	4.540,427	667,906
2015	4.395,42	4.596,784	573,216	6.316,26	4.586,971	618,029
2016	4.819,35	4.573,638	593,029	8.979,09	4.533,745	667,921

Os gráficos da Figura 6.18, da Figura 6.19 e da Figura 6.20 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo de poço e *drawdown* para cada poço em cada ano. De forma geral, observou-se que o *manifold* para cada ano analisado se aproximou do poço de maior vazão de óleo. Os padrões gerais observados são a maior vazão de óleo nos poços P-2A

e P-4A e menor no poço P-3A (inferior a 5.000 bbl/d a partir de 2010), menor P_{wf} no poço P-2A e maior no poço P-3A e menor *drawdown* no poço P-3A.

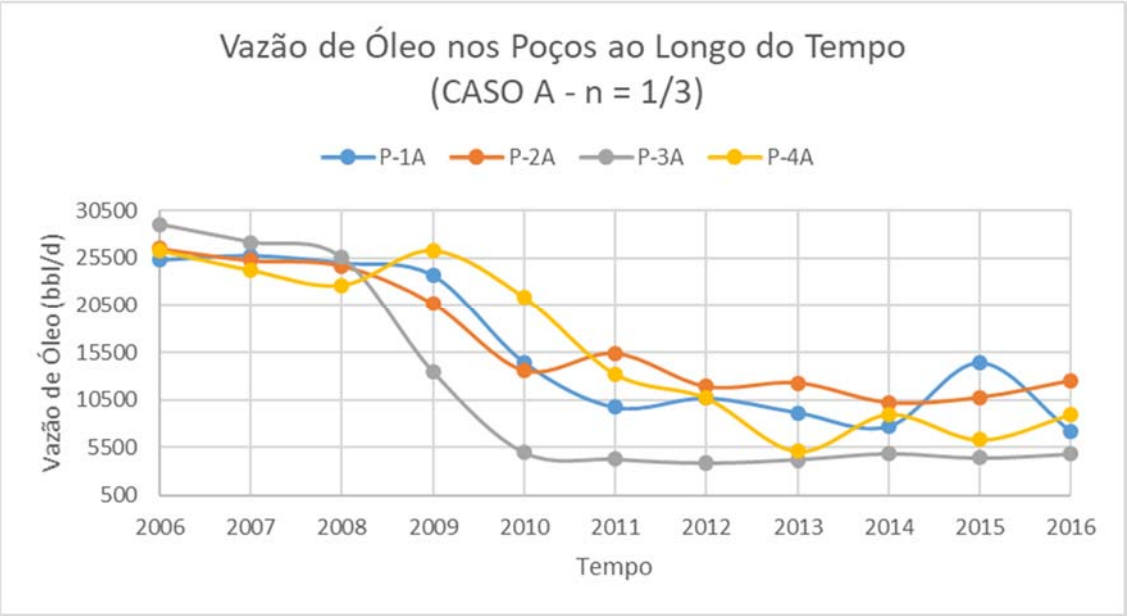

Figura 6.18 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2.

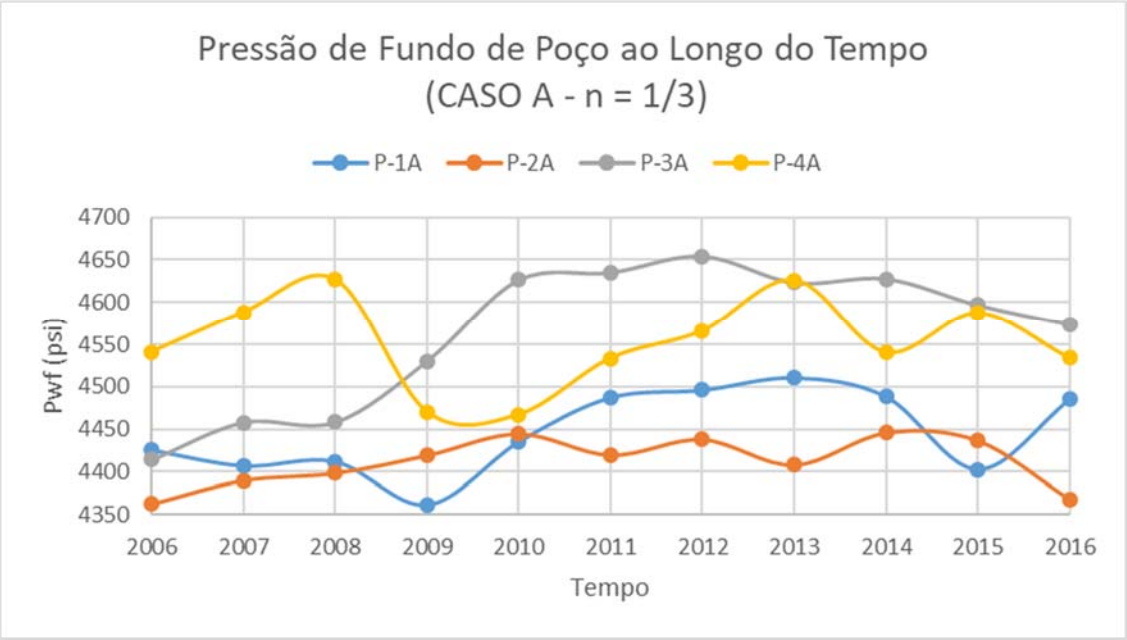

Figura 6.19 – Pressão de Fundo de Poço dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2.

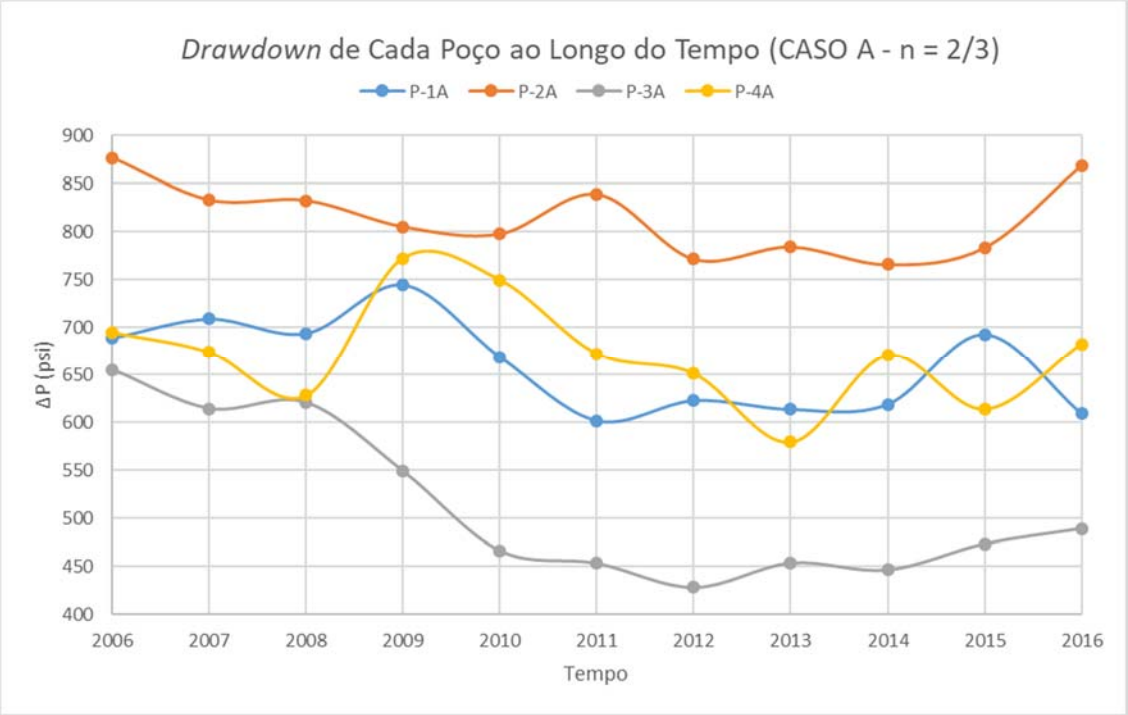

Figura 6.20 – *Drawdown* dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2.

Neste caso a diferença percentual oscilou entre 1,90%, 0,02% menor que o caso anterior como mostra o gráfico e a Tabela 6.19. Nos anos de 2006 a 2008, 2013 e 2016 a diferença foi menor que 0,5%, porém nos demais anos foi maior ou próximo a 2% chegando a mais que 4% em 2010.

Figura 6.21 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso A e hipótese 2.

Tabela 6.19 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 2.

	Custo de Linha para a Posição de Máxima Vazão (US$)	Diferença Percentual entre a posição de vazão máxima e a de custo mínimo
2006	235.530,64	0,13%
2007	235.782,75	0,24%
2008	235.896,14	0,29%
2009	240.300,33	2,16%
2010	244.838,27	4,09%
2011	239.915,16	1,99%
2012	239.689,73	1,90%
2013	235.621,68	0,17%
2014	240.158,93	2,10%
2015	240.663,15	2,31%
2016	235.796,76	0,24%

A Figura 6.22 compara de vazão instantânea de óleo caso posicionado o *manifold* na máxima vazão de óleo instantânea em comparação a posição no menor custo de linha em considerando cada valor de parâmetro de escoamento em cada ano. O comportamento do declínio da vazão ao longo do tempo é similar ao caso anterior.

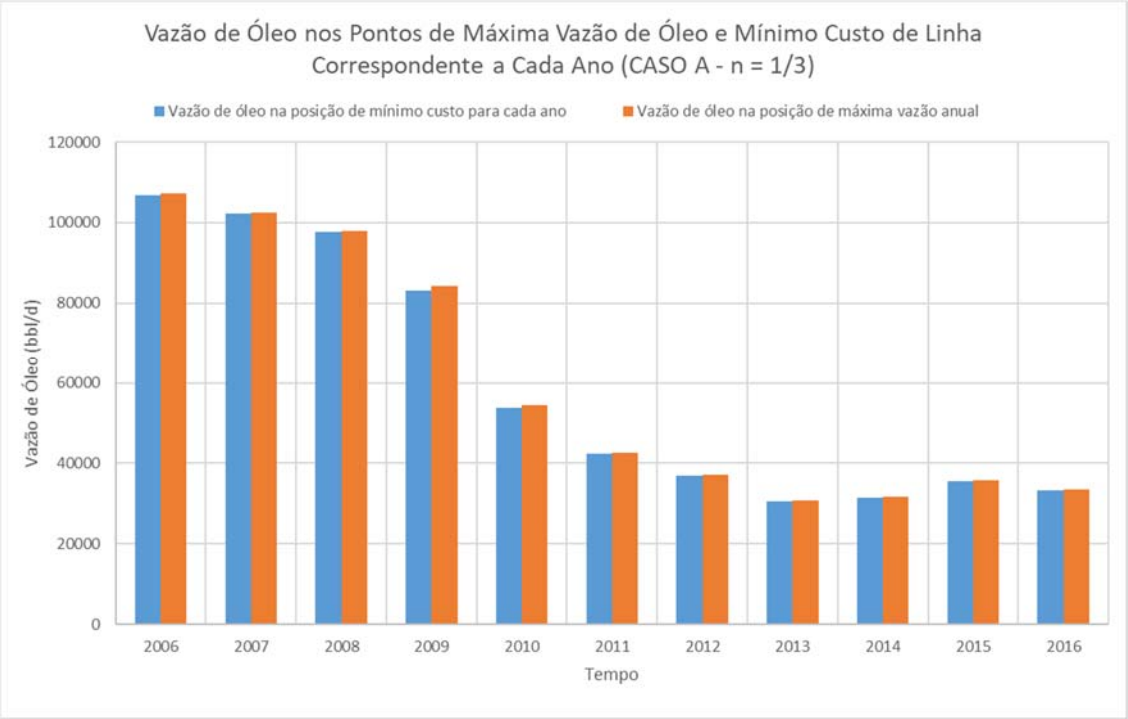

Figura 6.22 – Gráfico de comparação entre a vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso A e hipótese 2.

A Tabela 6.20, aponta que posicionar o *manifold* na localização de máxima vazão gera ganho em média de 0,69% na vazão de óleo diária, 0,04% menor que no caso anterior. Nos anos de 2009 e 2010, o ganho foi maior que 1%. A máxima diferença percentual corresponde a 1,35% em 2010 e a mínima diferença percentual corresponde a 0,33%, o que corresponde a 334,82 bbl/d em 2007 e 318,38 bbl/d em 2008, porém a menor diferença em termos de volume ocorre em 2016, 238, 14 bbl/d.

Tabela 6.20 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 2.

	Vazão para a Posição de máxima vazão (bbl/d)	Vazão para a Posição de mínimo custo de linha (bbl/d)	Diferença (bbl/d)	Diferença Percentual (%)
2006	107.232,56	106.865,22	367,35	0,34%
2007	102.506,45	102.171,63	334,82	0,33%
2008	97.952,44	97.634,06	318,38	0,33%
2009	84.185,80	83.150,52	1.035,28	1,25%
2010	54.451,33	53.728,14	723,19	1,35%
2011	42.606,62	42.326,02	280,60	0,66%
2012	37.145,18	36.889,62	255,57	0,69%
2013	30.794,31	30.491,15	303,17	0,99%
2014	31.783,14	31.529,24	253,90	0,81%
2015	35.872,57	35.625,16	247,41	0,69%
2016	33.475,68	33.237,55	238,14	0,72%

6.2.2 Análise do posicionamento para produção acumulada

Em seguida, outro estudo é realizado desta vez considerando a produção acumulada do campo, ou seja, o somatório da vazão de óleo em cada ponto de busca i ao longo de todos os anos j conforme a Equação (4.89).

Em seguida, a Figura 6.23 e Tabela 6.21 mostra o ponto onde há maior produção acumulada dos poços, os cinco melhores valores de produção acumulada em escala de cores e os pontos de maior de vazão instantânea de óleo analisados na subseção 6.2.1.

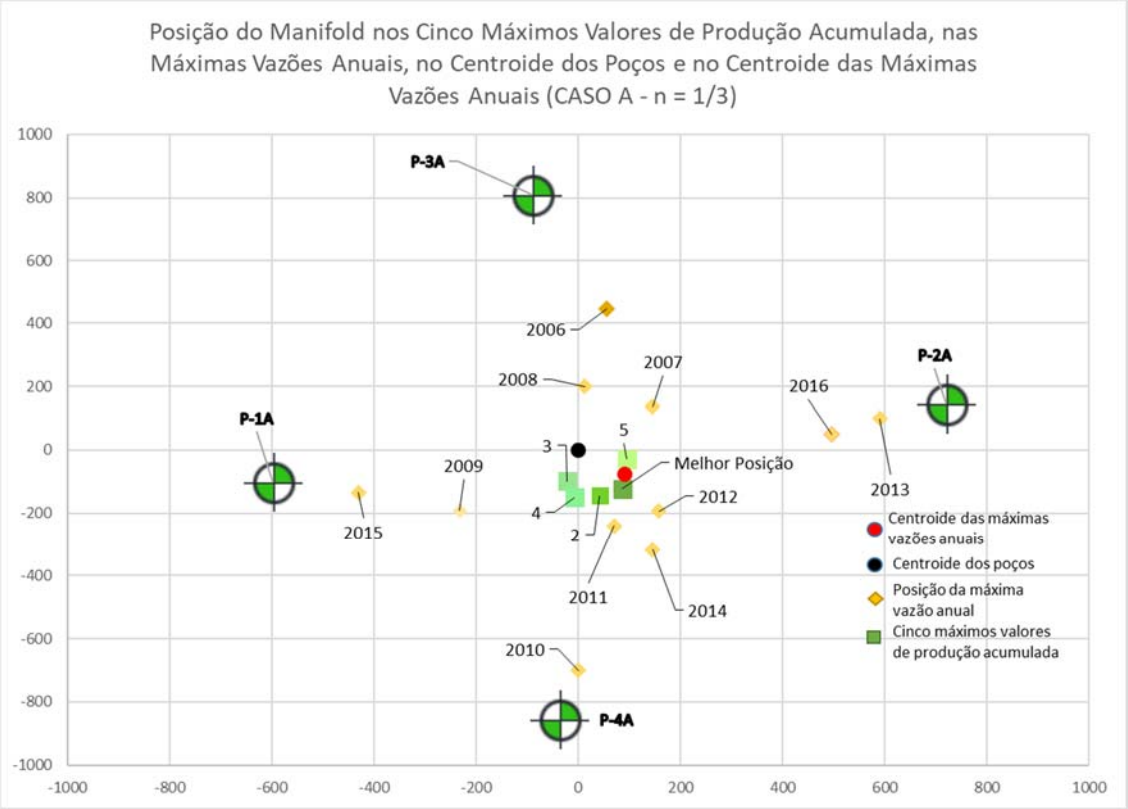

Figura 6.23 – Gráfico das cinco melhores posições de melhor produção acumulada, das posições de máxima vazão instantânea para cada ano, centroide dos poços e centroide das posições de máxima vazão para cada ano para o caso A e hipótese 2.

As cinco melhores posições de produção acumulada estão apresentadas na Tabela 6.21. Observa-se que as posições melhores se concentram entre o centroide dos poços e o os poços P-2A e P-4A, que conforme já mencionado na subseção 6.2.1 apresentaram melhores vazões de óleo e maiores *drawdown* nos poços principalmente nos anos finais de produção.

Quanto ao centroide de cada melhor posição cada ano, conforme mostrado na Figura 6.23 e a Tabela 6.21. A distância entre a melhor posição de produção acumulada e o centroide corresponde a apenas 67,27 metros e a melhor posição corresponde a 49,16 metros, porém variar apenas em torno de 50 metros pode alterar significativamente os valores de produção acumulada como é possível observar para o caso das posições das melhores produções acumuladas.

Tabela 6.21 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 1.

Ranking das Posições	Posição do *Manifold* (N,E)
1ª	(106, -281)
2ª	(-58, -295)
3ª	(-71, -188)
4ª	(-111, -225)
5ª	(-64, -242)
Centroide das posições de máxima vazão anual	(-77, 92)

A Tabela 6.22 e Figura 6.24 mostra a produção acumulada do *manifold* se fosse situado na posição de melhor vazão instantânea de cada ano, na posição de custo mínimo de linha e na posição de máxima produção acumulada ($Q_{AcumMax}$), o custo de linha correspondente a todas essas posições e a diferença de custo entre posicionar nessas posições referidas comparado a posição de menor custo de linha.

Na Tabela 6.22 observa-se que situar o *manifold* na posição de maior produção acumulada gera ganho de 1,16 milhões de barris de óleo, menor que no primeiro caso, e perda de U$ 4.276,8 em custo de linha, levemente maior que no primeiro caso. Quanto a vazão acumulada, posicionar onde ocorre a máxima vazão no ano de 2006, 2010 e 2015 apresentou as menores diferenças em relação a posição de menor custo de linha menor que 0,9 milhões de barris, enquanto as demais posições apresentam valores maiores. A mediana do ganho para todos as posições de máxima vazão anual foi de 0,92 milhões de barris.

Quanto ao custo de linha, situar o *manifold* nos anos de 2009, 2010, 2014 e 2015 representa ganhos expressivos em mais de 2% em produção acumulada. Por exemplo, situar o *manifold* na posição corresponde à máxima vazão do ano de 2007 geraria aumento de 1,06 milhões de barris de óleo, porém a perda em relação ao custo de linha mínimo é consideravelmente baixo em relação aos demais, apenas 0,24%. No entanto, situar o *manifold* na posição de máxima vazão do ano de 2010 geraria menor produção acumulada, incremento de apenas 0,29 milhões de barris de óleo e perda de custo de linha em relação ao mínimo do comprimento de linha de linha em 4,09%.

Tabela 6.22 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo para o caso A e hipótese 2.

	Dados do Gráfico		Diferença entre Posição no Custo de Linha Mínimo e Demais Posicionamentos	
Dado	**Produção Acumulada (bbl)**	**Custo de Linha (US$)**	**Produção Acumulada (bbl)**	**Diferença Percentual do Custo de Linha**
2006	239.078.925,91	235.530,64	497.297,16	0,13%
2007	239.641.334,55	235.782,75	1059.705,80	0,24%
2008	239.549.228,25	235.896,14	967.599,50	0,29%
2009	239.546.043,46	240.300,33	964.414,71	2,16%
2010	238.874.658,01	244.838,27	293.029,26	4,09%
2011	239.627.453,66	239.915,16	1.045.824,91	1,99%
2012	239.639.631,83	239.689,73	1.058.003,08	1,90%
2013	239.500.346,02	235.621,68	918.717,27	0,17%
2014	239.497.804,91	240.158,93	916.176,17	2,10%
2015	239.272.322,11	240.663,15	690.693,36	2,31%
2016	239.490.757,94	235.796,76	909.129,19	0,24%
C_{min}	238.581.628,75	235.223,85	-	
$Q_{AcumMax}$	239.743.340,67	239.500,65	1.161.711,93	1,79%

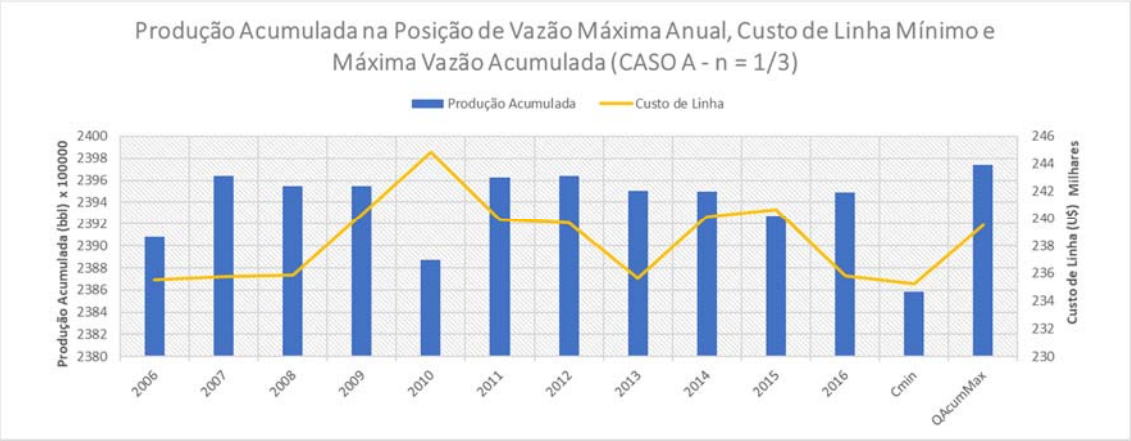

Figura 6.24 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso A e hipótese 2.

6.3 Análise do Caso A Considerando a Hipótese 3

Este estudo de caso analisa a produção dos poços durante 11 anos considerando o índice de produtividade de líquido (água e óleo) e pressão estática do reservatório declinando linearmente ao longo do tempo tal que a inclinação seja igual a 1/2 para todos os poços e valor inicial de índice de produtividade inicial diferente para cada poço como mostra o gráfico da Figura 6.25. O poço P-3A possui o maior índice de produtividade de líquido e o P-4A possui o menor índice de produtividade.

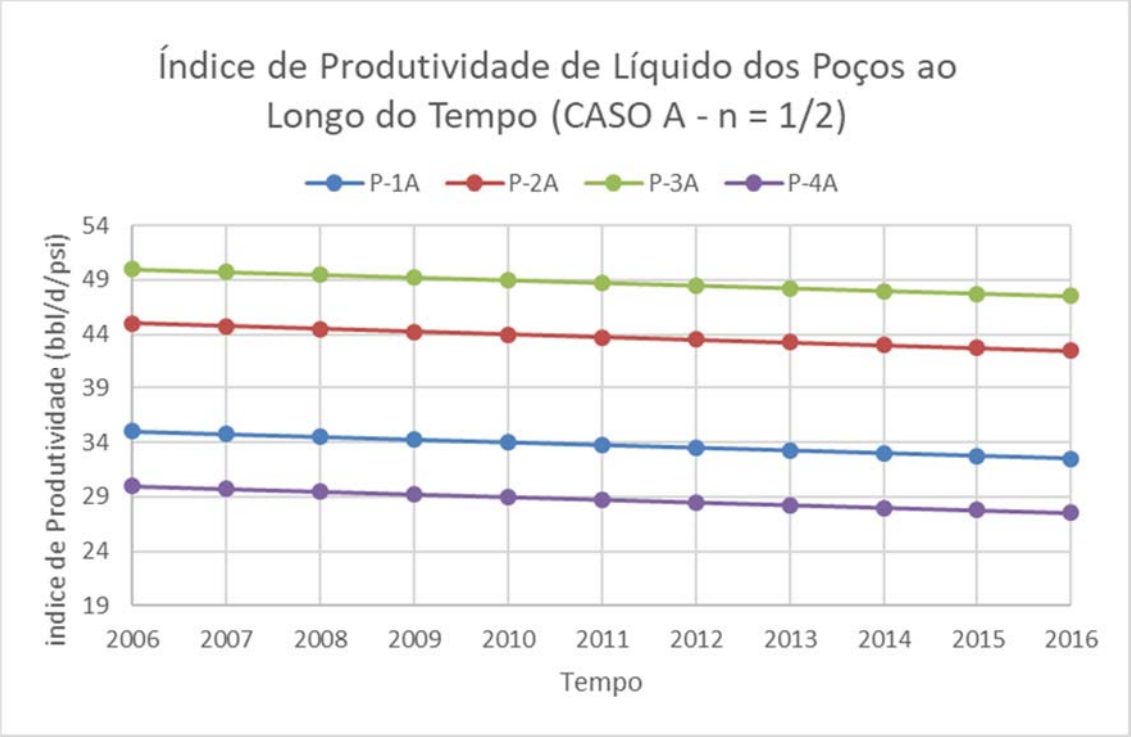

Figura 6.25 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3.

Tabela 6.23 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3.

IP LIQ. / Tempo	P-1A (bbl/d/psi)	P-2A (bbl/d/psi)	P-3A (bbl/d/psi)	P-4A (bbl/d/psi)
2006	35,00	45,00	50,00	30,00
2007	34,75	44,75	49,75	29,75
2008	34,50	44,50	49,50	29,50
2009	34,25	44,25	49,25	29,25
2010	34,00	44,00	49,00	29,00
2011	33,75	43,75	48,75	28,75
2012	33,50	43,50	48,50	28,50
2013	33,25	43,25	48,25	28,25
2014	33,00	43,00	48,00	28,00
2015	32,75	42,75	47,75	27,75
2016	32,50	42,50	47,50	27,50

Em relação a pressão estática, como mostra a Figura 6.26 e Tabela 6.24, o reservatório de maior pressão estática é do poço P-2A e de menor pressão estática é do poço P-4A.

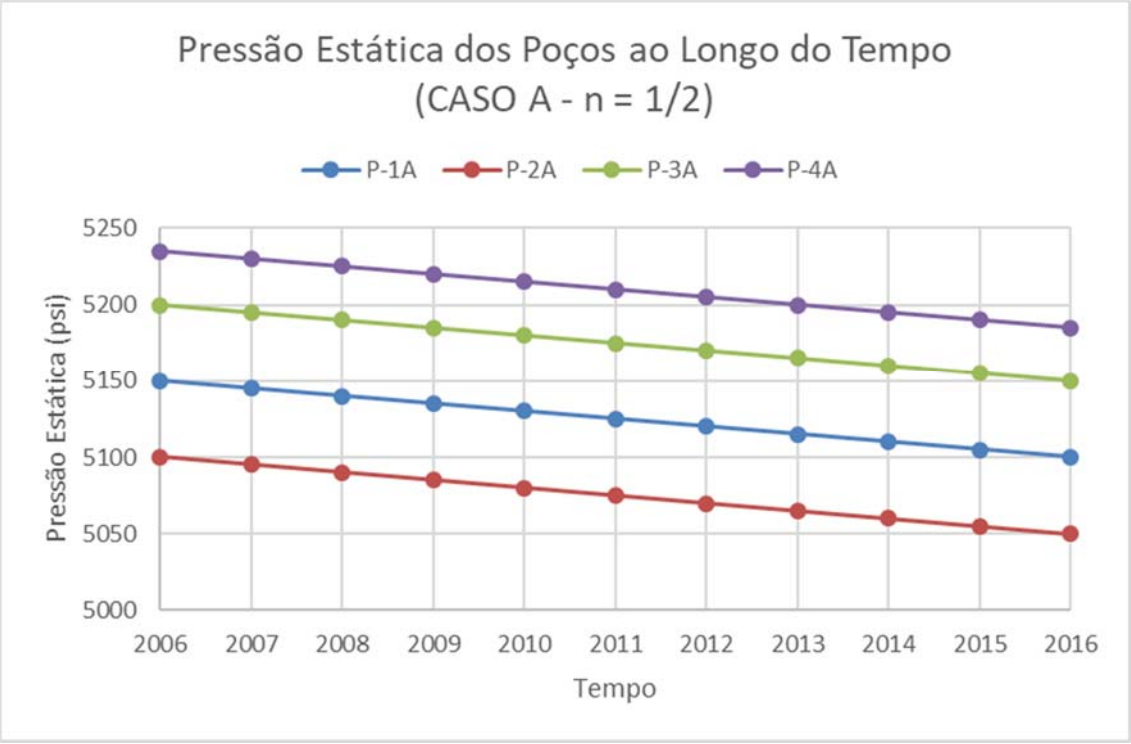

Figura 6.26 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3.

Tabela 6.24 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3.

$P_{estática}$ / Tempo	P-1A (psi)	P-2A (psi)	P-3A (psi)	P-4A (psi)
2006	5150,00	5100,00	5200,00	5235,00
2007	5145,00	5095,00	5195,00	5230,00
2008	5140,00	5090,00	5190,00	5225,00
2009	5135,00	5085,00	5185,00	5220,00
2010	5130,00	5080,00	5180,00	5215,00
2011	5125,00	5075,00	5175,00	5210,00
2012	5120,00	5070,00	5170,00	5205,00
2013	5115,00	5065,00	5165,00	5200,00
2014	5110,00	5060,00	5160,00	5195,00
2015	5105,00	5055,00	5155,00	5190,00
2016	5100,00	5050,00	5150,00	5185,00

6.3.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo

A Figura 6.27 e a Tabela 6.25 mostra a melhor posição do *manifold* onde há maior vazão de óleo para cada ano de acordo com as propriedades do fluido para aquele ano. Neste caso, a pressão estática inicial dos poços é exatamente igual ao caso anterior e o índice de produtividade dos poços apresenta diferenças similares ao caso da seção 6.1, no entanto o poço P-3A passa a ter o maior IP e o poço P-4A o menor. Assim, como no caso anterior, a maior pressão estática é do poço P-4A e a menor é a do poço P-4A.

Essas mudanças impactam significativamente a posição do *manifold*. Nota-se que quando o índice de produtividade é mais discrepante entre os poços, as diferenças de posicionamento são mais nítidas e se afastam mais do centroide dos poços em geral. Em comparação ao caso 6.2, 2006, 2007 e 2008 situam-se na mesma região. Em 2008, se aproxima ao poço P-3A, em 2010 se afasta um pouco de P-4A e se aproxima levemente de P-2A. De 2011 a 2016, situa-se muito próximo ao poço P-2A.

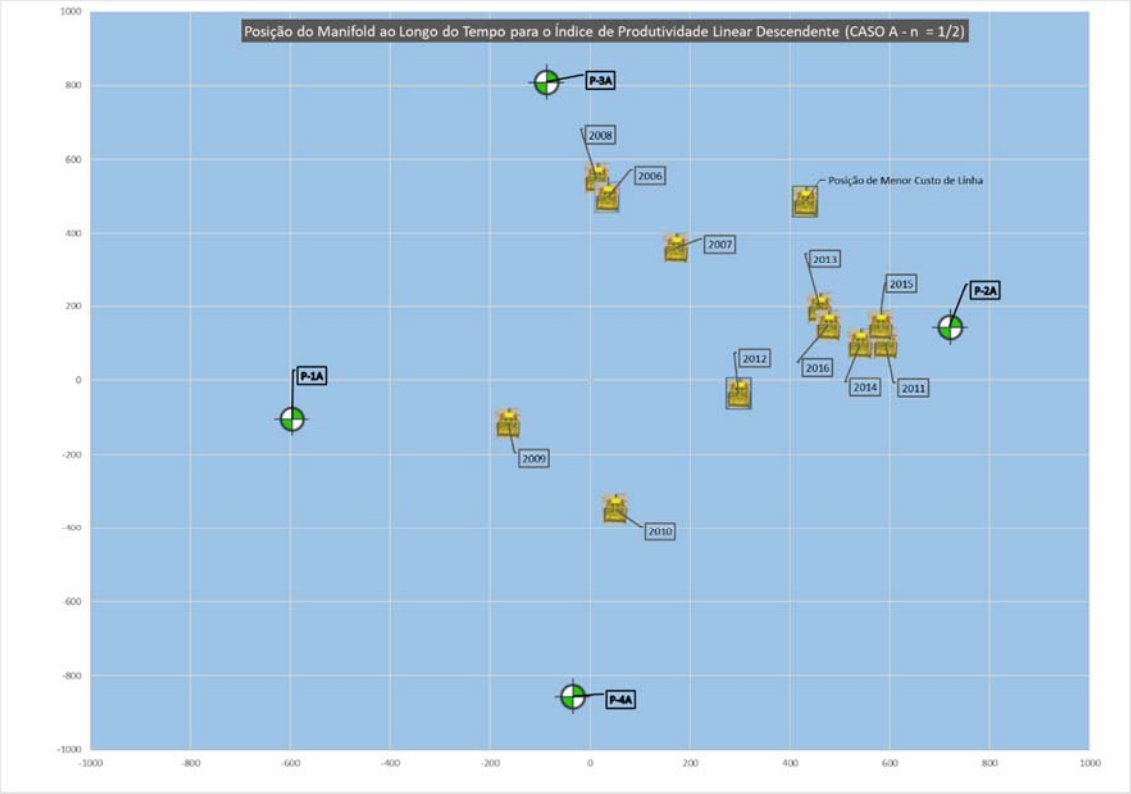

Figura 6.27 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3.

Tabela 6.25 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso A e hipótese 3.

Ano	Posição do *Manifold* (N,E)
2006	(498, 35)
2007	(360, 172)
2008	(549, 13)
2009	(-115, -165)
2010	(-347, 50)
2011	(99, 591)
2012	(-35, 297)
2013	(194, 460)
2014	(99, 540)
2015	(148, 581)
2016	(147, 477)

A Tabela 6.26, a Tabela 6.27 e os gráficos da Figura 6.28, da Figura 6.29 e da Figura 6.30 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo de poço e *drawdown* dos poços

para a posição de melhor vazão instantânea a cada ano. Os valores de índice de produtividade mais discrepantes entre si, principalmente para os anos finais onde o IP é baixo e o BSW é alto, faz com que o *manifold* aproxime-se muito ao poço P-2A de maior vazão de óleo em diversos anos.

Nos três primeiros anos (2006, 2007 e 2008), o *manifold* tende a se aproximar ao poço P-3A, de maior vazão de óleo nesses anos. A pressão de fundo nesse poço se manteve alta durante todos os anos e o *drawdown* o menor de todos. Vale lembrar que em 2009, esse mesmo poço passa a ter BSW próximo a 50% e a partir de 2010 acima de 70%. Os três fatores mencionados aliados ao alto IP faz com que a partir de 2009, a vazão de óleo no poço P-3A caia consideravelmente chegando a partir de 2010 a menos de 1000 m^3/d.

Em 2009, a vazão dos poços P-1A, P-2A e P-4A são muito parecidas. Isso faz com que o *manifold* tenda a localizar-se próximo ao centroide e levemente mais próxima aos poços P-1A e P-4A que são os de maior vazão de óleo. Algo similar ocorre em 2010, porém nesse ano os poços de maior vazão são P-2A e P-4A sendo que há maior diferença de vazão de óleo entre esses dois que no ano anterior entre P-1A e P-4A.

Nos demais anos, a porcentagem de água aumenta substancialmente, um dos fatores que fazem que os poços diminuam a produção de óleo a menos de 12.000 bbl/d exceto o poço P-2A sendo assim todos os *manifolds* tendem a se aproximar a esse poço. Isso pode ser explicado pelo fato que já foi mencionado na subseção 4.2.3, o poço P-2A é um dos poços de maior índice de produtividade aliado a BSW menor que do poço P-3A sendo assim produz efetivamente mais óleo que este poço.

No entanto, o padrão de localização próximo aos poços de maior vazão apresenta exceções. Em 2015, por exemplo, a maior vazão de óleo é no poço P-1A seguida do poço P-2A. Neste ano, observa-se que no poço P-1A, o BSW está em cerca de 40% e os demais atingem acima de 50%. Além disso, possui o menor RGO de todos e índice de produtividade e *drawdown* mais elevado que o poço P-2A. Em resultado a isso, faz com que posicionar mais perto do poço P-2A, faça com que haja menor perda de carga por atrito pelo volume de água produzido e que aumente a vazão de óleo total no *manifold*, já que o poço P-1A possui mais energia disponível para vencer a perda de carga que o poço P-2A.

Tabela 6.26 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1A e P-2A ao longo do tempo para o caso A e para a hipótese 3.

	P-1A			P-2A		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (bbl/d)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	25.108,14	4.430,322	719,678	28.196,31	4.473,227	626,773
2007	25.409,07	4.413,072	731,928	27.036,68	4.490,224	604,776
2008	24.533,78	4.417,973	722,027	26.313,51	4.497,500	592,500
2009	23.370,55	4.359,600	775,400	22.425,11	4.502,492	582,508
2010	14.408,98	4.423,677	706,323	14.853,70	4.517,360	562,640
2011	9.372,72	4.493,840	631,160	17.232,86	4.478,191	596,809
2012	10.435,26	4.490,961	629,039	12.971,26	4.507,378	562,622
2013	9.021,61	4.497,225	617,775	13.069,50	4.492,788	572,212
2014	7.412,07	4.487,989	622,011	11.345,38	4.498,745	561,255
2015	13.451,51	4.419,302	685,698	12.288,94	4.471,915	583,085
2016	6.946,76	4.469,480	630,520	13.395,72	4.447,336	602,664

Tabela 6.27 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3A e P-4A ao longo do tempo para o caso A e para a hipótese 3.

	P-3A			P-4A		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	31.594,53	4.567,414	632,586	23.676,61	4.445,780	789,220
2007	29.852,17	4.594,356	600,644	22.739,81	4.464,028	765,972
2008	28.590,54	4.581,245	608,755	21.210,48	4.506,001	718,999
2009	14.824,49	4.647,491	537,509	24.116,23	4.333,455	886,545
2010	5.645,67	4.709,723	470,277	18.752,89	4.364,143	850,857
2011	4.809,76	4.716,108	458,892	11.482,68	4.441,927	768,073
2012	4.376,24	4.729,845	440,155	9.404,20	4.463,823	741,177
2013	4.787,75	4.700,667	464,333	4.430,17	4.537,753	662,247
2014	5.519,67	4.699,475	460,525	7.708,12	4.444,687	750,313
2015	4.906,57	4.679,281	475,719	5.397,82	4.495,300	694,700
2016	5.379,62	4.657,586	492,414	7.926,35	4.405,997	779,003

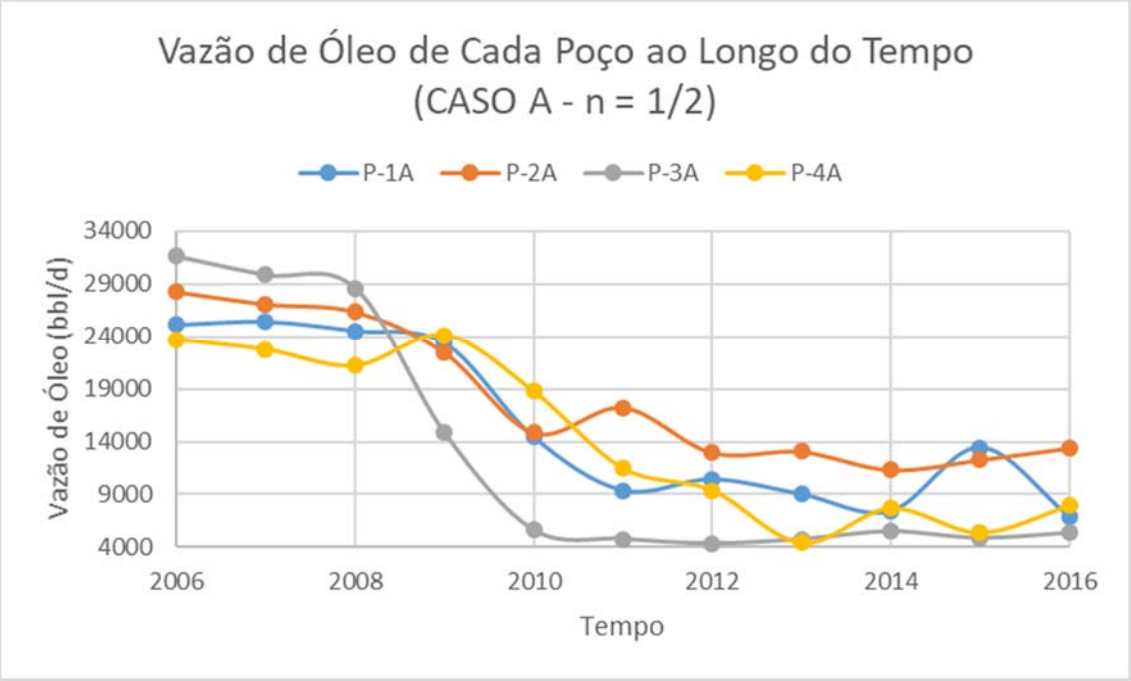

Figura 6.28 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3.

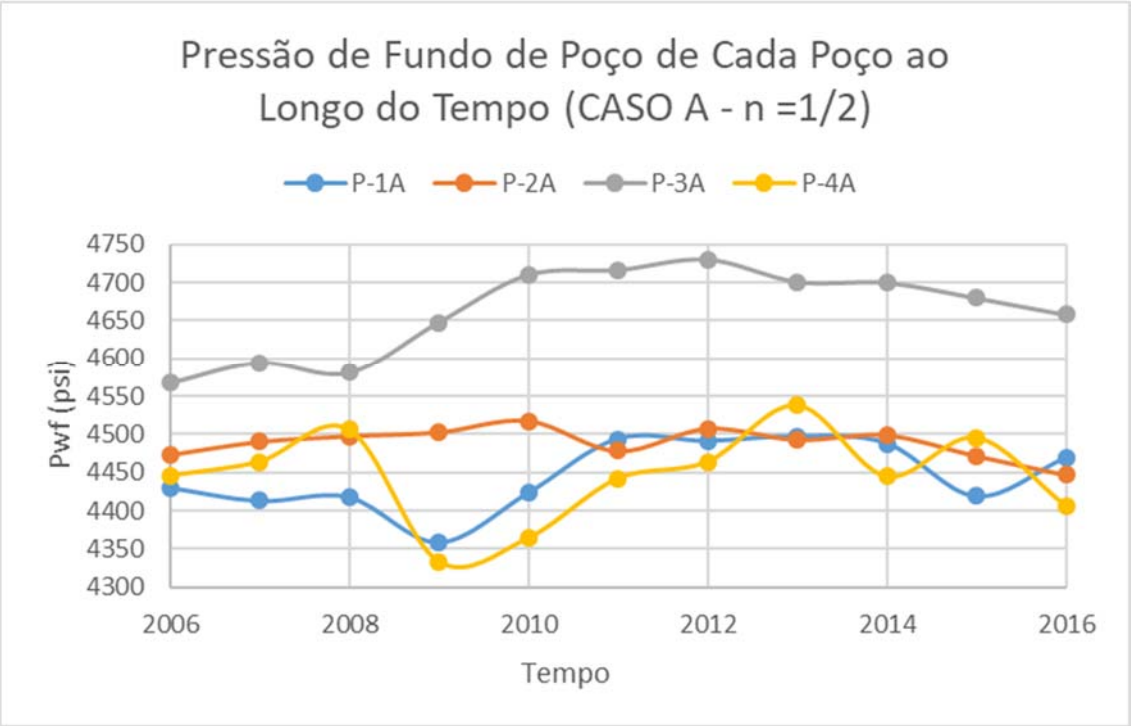

Figura 6.29 – Pressão de fundo de poço nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3.

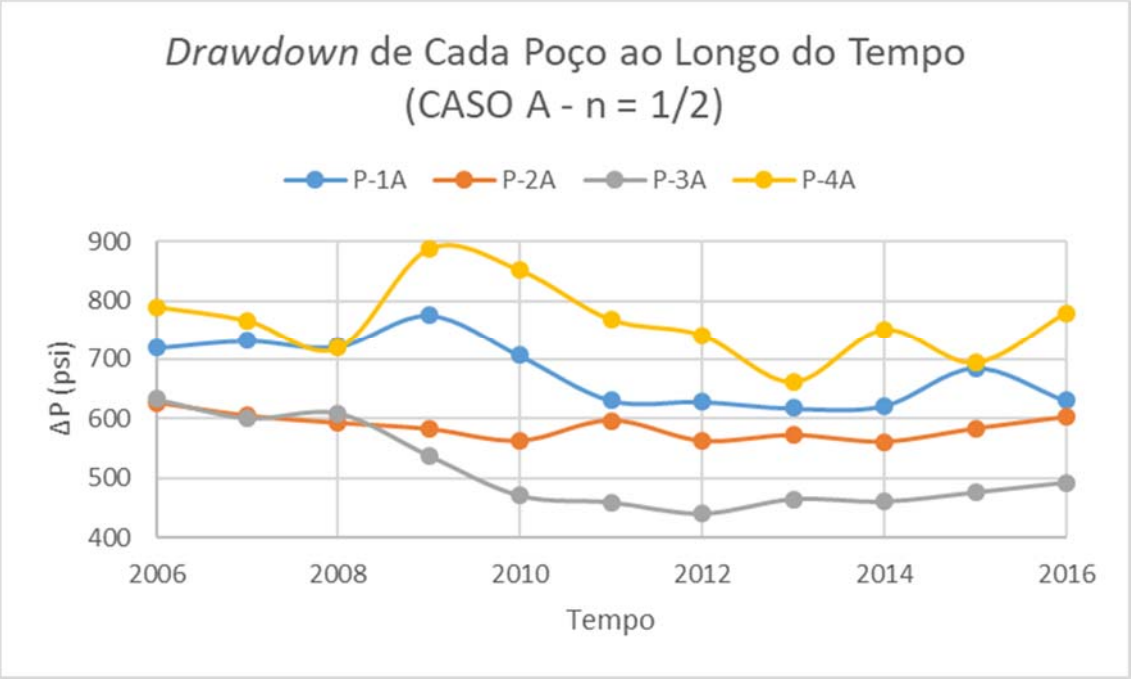

Figura 6.30 – *Drawdown* nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3.

O gráfico da Figura 6.31 e a Tabela 6.28 fazem uma análise entre o custo de linha obtido no ponto de menor custo de linha e nos pontos de máxima vazão para cada ano. Nos anos de 2006, 2007 e 2008, onde o *manifold* estava mais próximo ao poço P-3A, a diferença entre as duas posições oscilou em torno de 0,14%. Nos anos de 2011 a 2016, onde estava mais próximo ao poço P-2A houve diferença percentual em torno de 0,17%. A menor diferença percentual apresentada foi no ano de 2007 que representa 0,09% e a máxima de 2,16% em 2010.

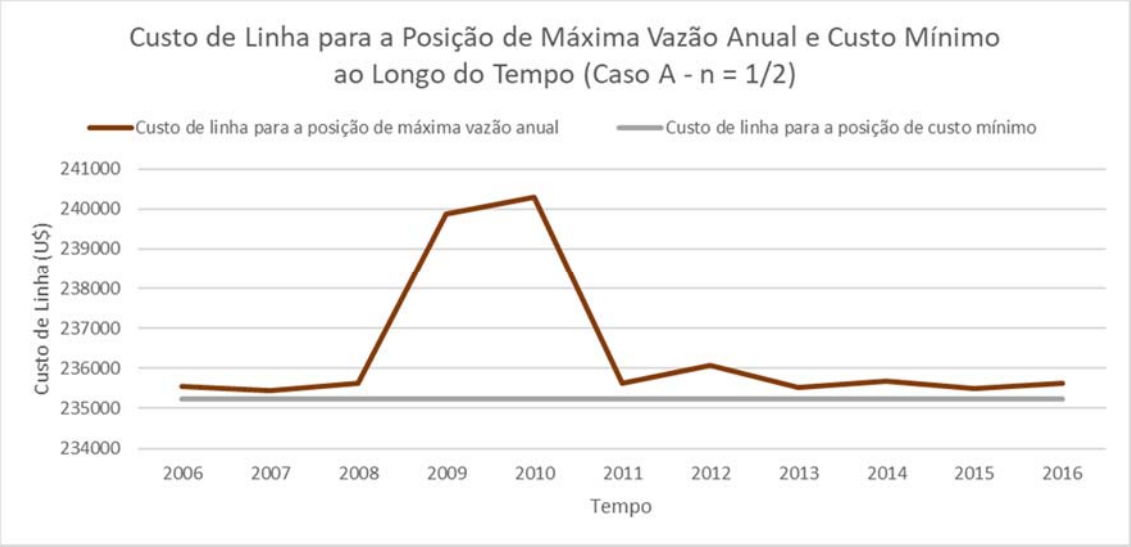

Figura 6.31 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso A e hipótese 3.

Tabela 6.28 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 3.

	Custo de Linha para a Posição de Máxima Vazão (US$)	Custo de Linha para a Posição de Mínimo Custo de Linha (US$)	Diferença Percentual
2006	235.544,65	235.223,85	0,14%
2007	235.433,94	235.223,85	0,09%
2008	235.628,69	235.223,85	0,17%
2009	239.878,81	235.223,85	1,98%
2010	240.293,33	235.223,85	2,16%
2011	235.621,68	235.223,85	0,17%
2012	236.062,87	235.223,85	0,36%
2013	235.516,64	235.223,85	0,12%
2014	235.691,71	235.223,85	0,20%
2015	235.502,63	235.223,85	0,12%
2016	235.614,68	235.223,85	0,17%

A Figura 6.32 compara de vazão instantânea de óleo caso posicionado o *manifold* na máxima vazão de óleo instantânea em comparação a posição no menor custo de linha em considerando cada valor de parâmetro de escoamento em cada ano. Observa-se que conforme era previsto a vazão cai ao longo dos anos havendo um pequeno aumento nos anos de 2015 e 2016, porém esse aumento parece ser maior neste caso que nos dois anteriores.

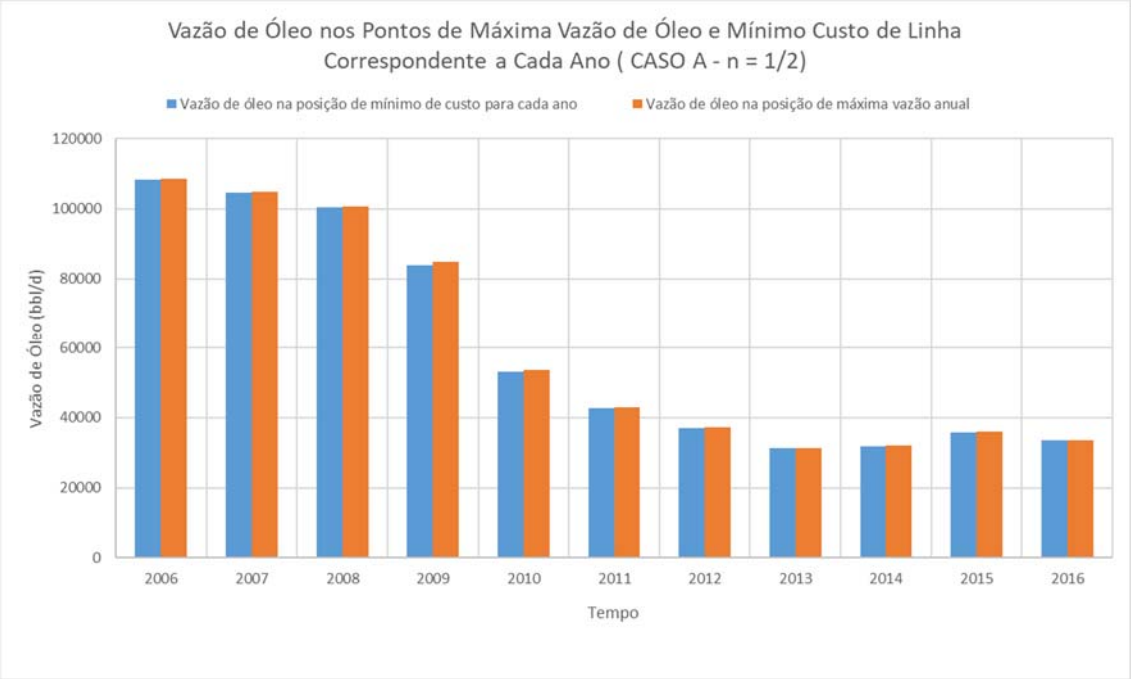

Figura 6.32 – Gráfico da vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso A e hipótese 3.

A Tabela 6.29, mostra que posicionar o *manifold* na posição de máxima vazão representa um ganho em torno de 0,53% na vazão de óleo diária. Todos os ganhos foram menores que em diferença percentual 1% na vazão das duas posições sendo a máxima diferença percentual de 0,94%, o que representa 792,66 bbl/d de vazão de óleo e mínima de 0,24%, que representa 247,37 bbl/dia de vazão de óleo.

Tabela 6.29 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 3.

	Vazão para a Posição de máxima vazão (m^3/d)	Vazão para a Posição de mínimo custo de linha (m^3/d)	Diferença (m^3/d)	Diferença Percentual (%)
2006	108.575,59	108.366,97	208,61	0,19%
2007	105.037,73	104.790,36	247,37	0,24%
2008	100.648,32	100.413,80	234,52	0,23%
2009	84.736,38	83.943,72	792,66	0,94%
2010	53.661,24	53.205,92	455,32	0,86%
2011	42.898,03	42.584,91	313,12	0,74%
2012	37.186,96	36.918,95	268,01	0,73%
2013	31.309,03	31.182,10	126,93	0,41%
2014	31.985,24	31.817,40	167,84	0,53%
2015	36.044,84	35.866,85	177,98	0,50%
2016	33.648,45	33.467,06	181,39	0,54%

6.3.2 Análise do posicionamento para produção acumulada

Em seguida, outro estudo é realizado desta vez considerando a produção acumulada do campo, ou seja, o somatório da vazão de óleo em cada ponto de busca i ao longo de todos os anos j conforme a Equação (4.89).

Em seguida, a Figura 6.33 mostra o ponto onde há maior produção acumulada dos poços, os cinco melhores valores de produção acumulada em escala de cores, os pontos de maior de vazão instantânea de óleo analisados na subseção 6.3.1, a posição do *manifold* de máxima vazão acumulada caso todos os parâmetros de escoamento fossem constantes ao longo dos 10 anos igual aos parâmetros de 2006, o centroide dos poços e o centroide das posições correspondente a melhor vazão de cada ano.

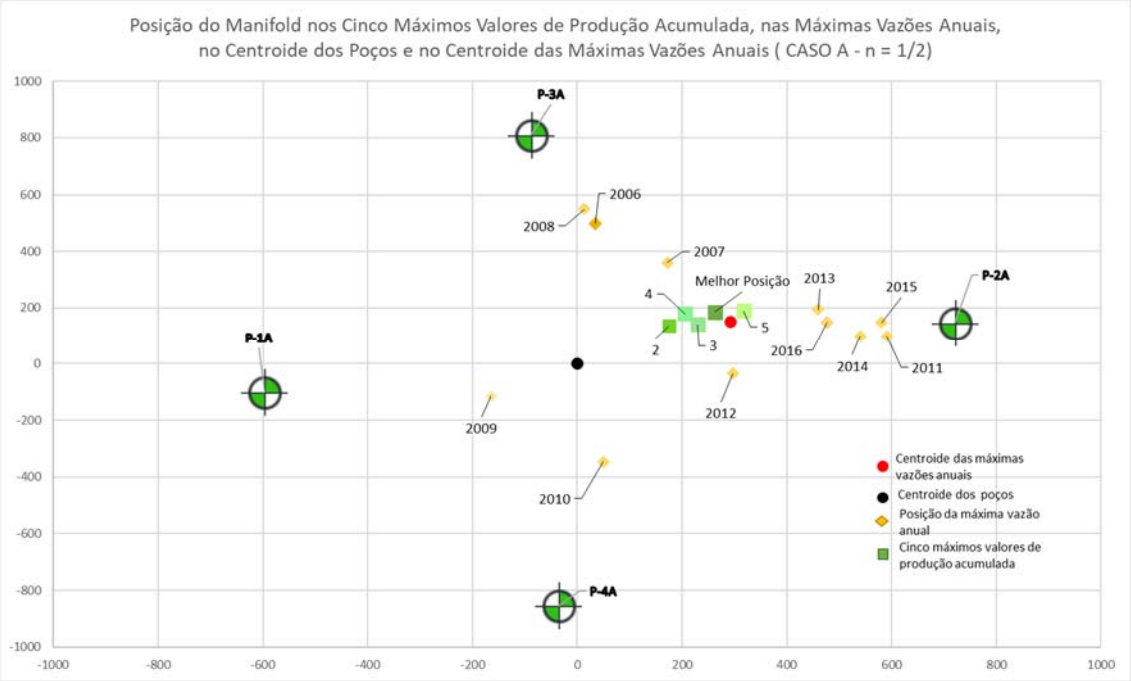

Figura 6.33 – Gráfico das cinco melhores posições de melhor produção acumulada, das posições de máxima vazão instantânea para cada ano, centroide dos poços e centroide das posições de máxima vazão para cada ano para o caso A e hipótese 3.

As cinco melhores posições de produção acumulada estão apresentadas na Tabela 6.30. Observa-se que todas as cinco posições se situam próximas ao poço P-2A. Analisando o centroide da melhor posição obtida em cada ano, o resultado foi que este se aproxima da posição de maior produção acumulada com distanciamento de apenas 46,91 metros, porém não coincide ao valor corresponde ao centroide.

Tabela 6.30 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 3.

Ranking das Posições	Posição do *Manifold* (N,E)
1ª	(185, 263)
2ª	(136, 175)
3ª	(140, 230)
4ª	(179, 206)
5ª	(189, 318)
Centroide das posições de máxima vazão anual	(149, 293)

A Tabela 6.31 e o gráfico da Figura 6.34 mostram a produção acumulada do *manifold* se fosse situado na posição de melhor vazão instantânea de cada ano, na posição de custo mínimo de linha e na posição com a máxima produção acumulada ($Q_{AcumMax}$), o custo de linha correspondente a todas essas posições e a diferença de custo entre posicionar nessas posições referidas comparado a posição de menor custo de linha.

Na Tabela 6.31 observa-se que situar o *manifold* na posição de maior produção acumulada gera ganho de 718.403,83 barris de óleo e perda em 0,18% de custo de linha. Para os demais posicionamentos, todas as perdas em custo de linha são menores que 0,4%, exceto para os anos de 2008 e 2010 onde o ganho foi maior que 1%. Em 2010, posicionar o *manifold* na vazão máxima representa ganho de 56.444,14 barris de óleo e gasto em 2,16% de custo de linha.

Tabela 6.31 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3.

	Dados do Gráfico		Diferença entre Posição no Custo de Linha Mínimo e Demais Posicionamentos	
Dado	**Produção Acumulada (bbl)**	**Custo de Linha (US$)**	**Produção Acumulada (bbl)**	**Diferença Percentual de Custo de Linha**
2006	241.998.961,47	235.544,65	241.893.623,14	0,14%
2007	242.314.128,73	235.433,94	242.208.790,41	0,09%
2008	241.860.343,92	235.628,69	241.755.005,59	0,17%
2009	242.144.832,42	239.878,81	242.039.494,09	1,98%
2010	241.890.127,47	240.293,33	241.784.789,15	2,16%
2011	242.482.466,69	235.621,68	242.377.128,37	0,17%
2012	242.441.516,41	236.062,87	242.336.178,09	0,36%
2013	242.447.762,00	235.516,64	242.342.423,67	0,12%
2014	242.383.274,00	235.691,71	242.277.935,68	0,20%
2015	242.517.997,78	235.502,63	242.412.659,46	0,12%
2016	242.449.421,24	235.614,68	242.344.082,92	0,17%
C_{min}	241.833.683,33	235.223,85	-	-
$Q_{AcumMax}$	242.552.087,16	235.635,69	242.446.748,84	0,18%

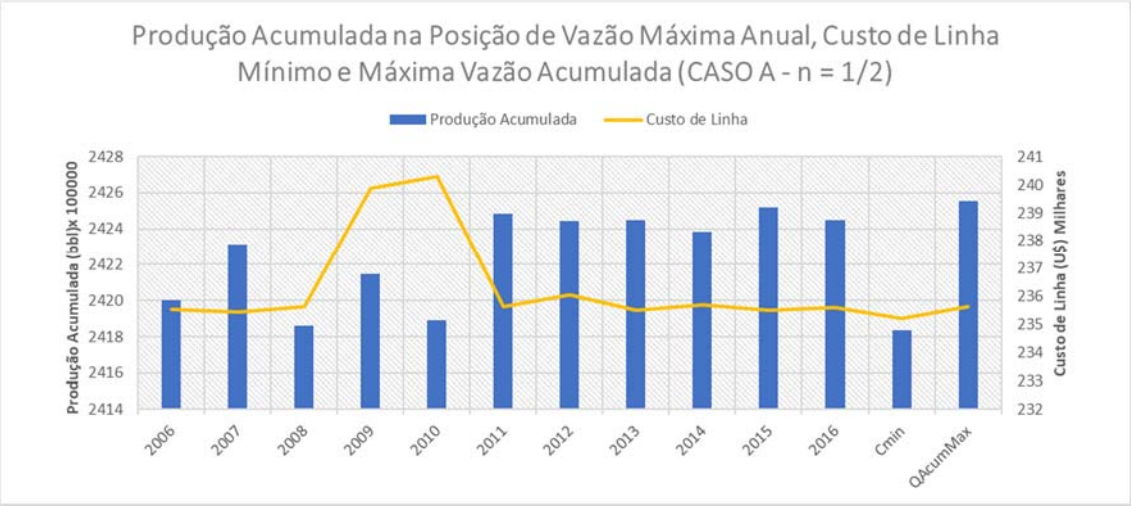

Figura 6.34 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso A e hipótese 3.

6.4 Análise do Caso A Considerando a Hipótese 4

Este estudo de caso analisa a produção dos poços durante 11 anos considerando o índice de produtividade de líquido (água e óleo) e pressão estática do reservatório declinando linearmente ao longo do tempo tal que a curva é logarítmica de acordo com as Equações (4.91) e (4.92) para todos os poços e valor inicial de índice de produtividade inicial diferente para cada poço como mostra o gráfico da Figura 6.35. Na curva logarítmica, os valores iniciais diminuem mais rápido no início e mais lento ao final da curva. O objetivo desse estudo é observar apenas o impacto na mudança na curva. O poço P-3A possui o maior índice de produtividade de líquido e o P-4A possui o menor índice de produtividade.

$$IP(n) = IP(0) + \ln(n)\ tal\ que\ 1 < n < 11, n \in \mathbb{Z} \tag{4.91}$$

$$P_e(n) = P_e(0) + \ln(n)\ tal\ que\ 1 < n < 11, n \in \mathbb{Z} \tag{4.92}$$

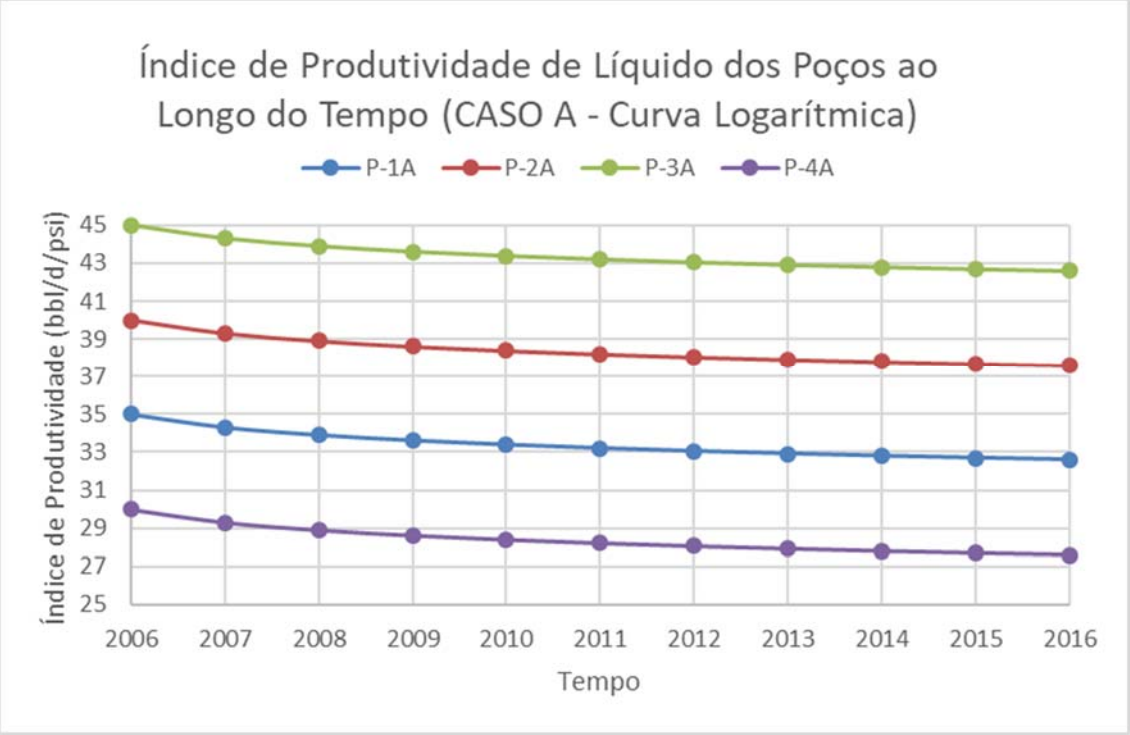

Figura 6.35 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4.

Tabela 6.32 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4.

IP LIQ. / Tempo	P-1A (bbl/d/psi)	P-2A (bbl/d/psi)	P-3A (bbl/d/psi)	P-4A (bbl/d/psi)
2006	35,00	40,00	45,00	30,00
2007	34,31	39,31	44,31	29,31
2008	33,90	38,90	43,90	28,90
2009	33,61	38,61	43,61	28,61
2010	33,39	38,39	43,39	28,39
2011	33,21	38,21	43,21	28,21
2012	33,05	38,05	43,05	28,05
2013	32,92	37,92	42,92	27,92
2014	32,80	37,80	42,80	27,80
2015	32,70	37,70	42,70	27,70
2016	32,60	37,60	42,60	27,60

A Figura 6.36 e a Tabela 6.33 mostram os dados de pressão estática. O poço P-2A é o de maior pressão estática e o de menor pressão estática é o poço P-3A. Todas as pressões estáticas aumentam por volta de 150 psi em relação ao caso anterior e a diferença entre as pressões iniciais dos poços é cerca de 30 psi.

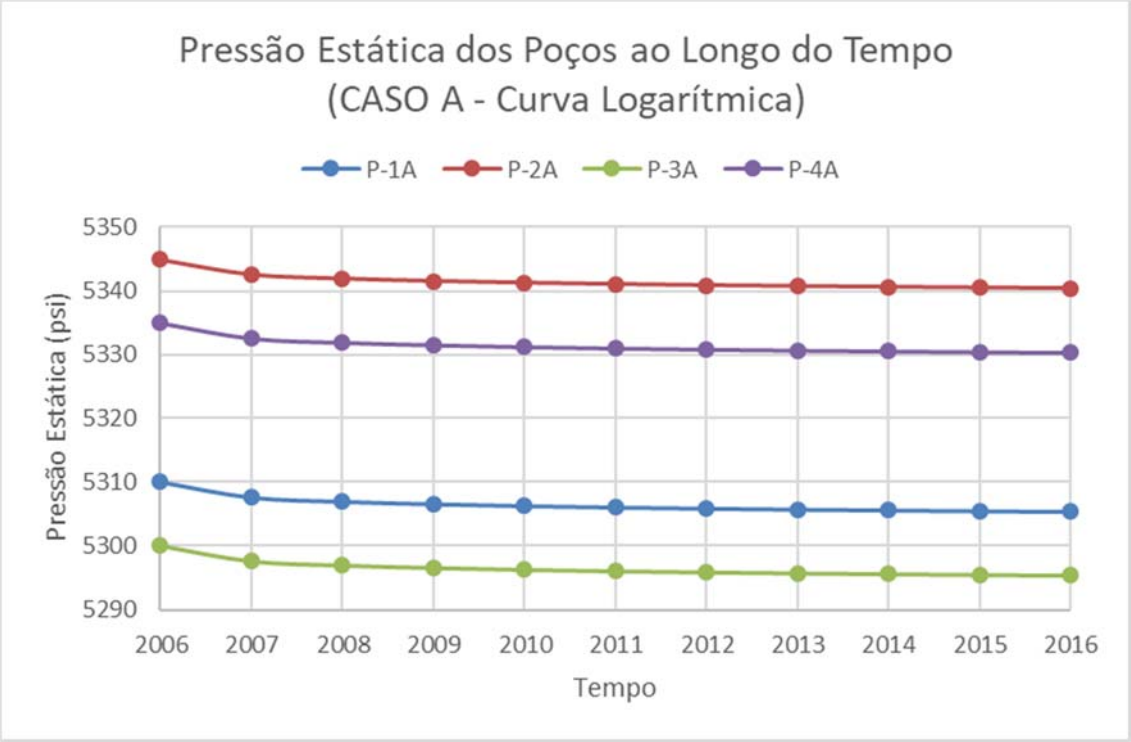

Figura 6.36 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4.

Tabela 6.33 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4.

$P_{estática}$ / Tempo	P-1A (psi)	P-2A (psi)	P-3A (psi)	P-4A (psi)
2006	5.310,00	5.345,00	5.300,00	5.335,00
2007	5.307,60	5.342,60	5.297,61	5.332,61
2008	5.306,96	5.341,96	5.296,96	5.331,96
2009	5.306,57	5.341,57	5.296,57	5.331,57
2010	5.306,29	5.341,29	5.296,29	5.331,29
2011	5.306,07	5.341,07	5.296,07	5.331,07
2012	5.305,89	5.340,89	5.295,89	5.330,89
2013	5.305,74	5.340,74	5.295,74	5.330,74
2014	5.305,61	5.340,61	5.295,61	5.330,61
2015	5.305,49	5.340,49	5.295,49	5.330,49
2016	5.305,39	5.340,39	5.295,39	5.330,39

6.4.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo

A Figura 6.37 e a Tabela 6.34 mostra a melhor posição do *manifold* onde há maior vazão de óleo para cada ano de acordo com as propriedades do fluido para aquele ano. Neste caso, observa-se que em 2007, 2009 e 2010, o *manifold* se manteve na mesma posição da seção 6.3 em 2006 e 2008 se aproximou um pouco do poço P-2A e nos demais anos se aproximaram consideravelmente ao poço P-2A e estão localizados na mesma posição.

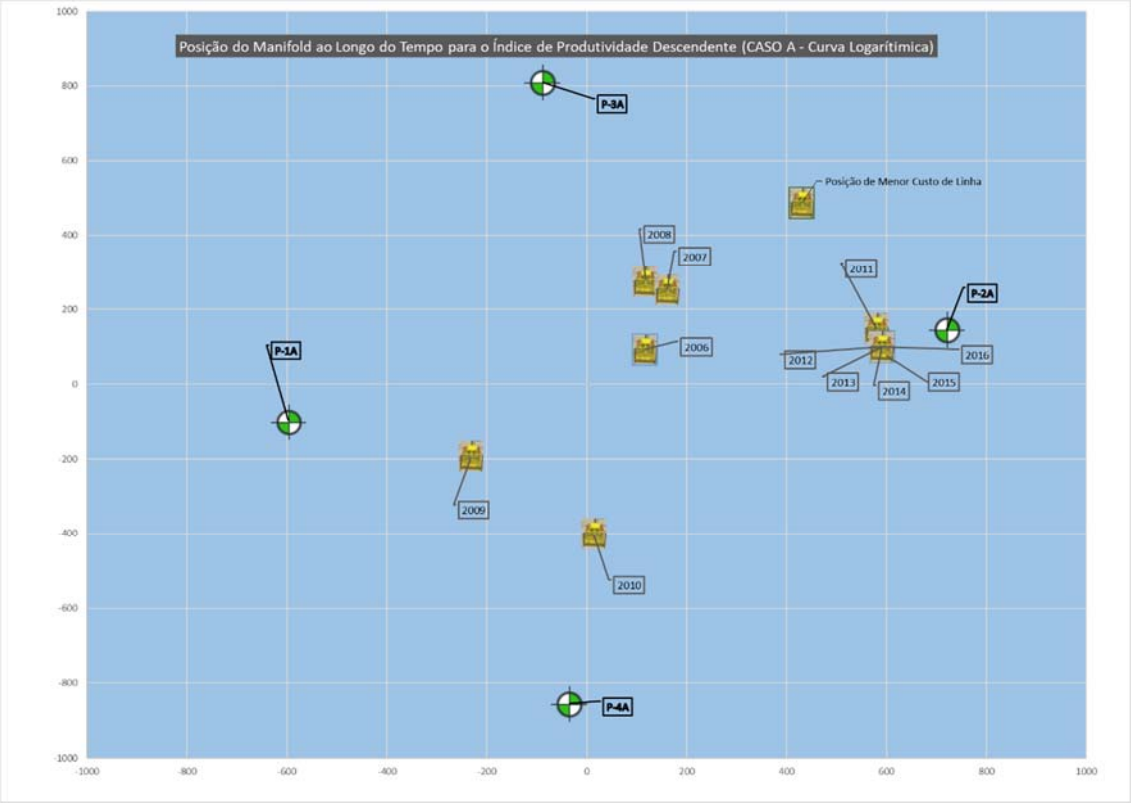

Figura 6.37 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4.

Tabela 6.34 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso A e hipótese 4.

Ano	Posição do *Manifold* (N,E)
2006	(92, 117)
2007	(252, 162)
2008	(275, 118)
2009	(-192, -231)
2010	(-400, 15)
2011	(148, 581)
2012	(99, 591)
2013	(99, 591)
2014	(99, 591)
2015	(99, 591)
2016	(99, 591)

A Tabela 6.35, a Tabela 6.36 e os gráficos da Figura 6.38, da Figura 6.39 e da Figura 6.40 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo de poço e *drawdown* dos poços para a posição de melhor vazão instantânea a cada ano. Neste caso, apesar do declínio menos acentuado do índice de produtividade ao longo dos anos, é possível notar que o índice de produtividade inicial idêntico a seção 6.3, tem grande impacto sobre a posição do *manifold* em todos os anos, visto que a configuração se manteve muito similar ao caso anteriormente apresentado. A mudança na pressão estática fez com que a vazão no poço P-2A aumentasse para todos os anos, porém para os demais poços não sofrem grande impacto.

As pressões de fundo, também parecidas ao caso anterior e a pressão de fundo do poço P-4A, a partir de 2010, cai consideravelmente chegando a atingir 757,04 psi em 2013. O *drawdown* ao longo dos anos se eleva em torno de 50 psi, porém mantém a mesma configuração que na seção 6.3.

Para todos os anos a mesma explicação da seção 6.3 vale para este caso. No entanto, possivelmente, o fator decisivo para que em todos os anos o *manifold* se aproximasse mais do poço P-2A foi o aumento considerável na vazão de óleo neste caso em comparação ao anterior.

Tabela 6.35 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1A e P-2A ao longo do tempo para o caso A e para a hipótese 4.

	P-1A			**P-2A**		
	$Q_{ÓLEO}$	P_{WF}	ΔP	$Q_{ÓLEO}$	P_{WF}	ΔP
2006	26.573,04	4.536,112	773,888	3.0312,44	4.586,962	758,038
2007	26.716,78	4.519,042	788,560	28.808,28	4.608,961	733,641
2008	25.872,52	4.523,242	783,714	28.448,57	4.609,190	732,765
2009	23.806,67	4.465,562	841,004	23.990,48	4.627,434	714,132
2010	15.217,49	4.529,274	777,013	15.999,21	4.646,706	694,581
2011	10.229,09	4.606,866	699,202	18.608,54	4.603,145	737,924
2012	11.337,87	4.613,863	692,026	14.537,85	4.620,076	720,814
2013	9.938,869	4.619,363	686,374	14.415,3	4.620,903	719,835
2014	8.292,353	4.605,952	699,654	12.579,72	4.632,729	707,876
2015	14.764,25	4.552,457	753,032	13.492,46	4.614,495	725,994
2016	7.796,299	4.603,010	702,375	14.726,48	4.591,552	748,833

Tabela 6.36 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3A e P-4A ao longo do tempo para o caso A e para a hipótese 4.

	P-3A			P-4A		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	30.819,66	4.614,364	685,636	24.958,73	3.968,122	831,958
2007	29.681,65	4.627,021	670,582	23.315,73	3.706,905	797,247
2008	28.077,31	4.622,889	674,066	21.920,94	3.485,151	758,474
2009	14.849,55	4.688,568	607,998	24.802,34	3.943,258	932,042
2010	5.747,127	4.755,670	540,617	19.533,67	3.105,606	905,308
2011	4.957,854	4.762,379	533,690	12.044,32	1.914,895	821,113
2012	4.523,018	4.783,429	512,460	9.774,063	1.553,952	782,571
2013	4.910,574	4.760,357	535,380	4.761,626	757,038	720,194
2014	5.747,824	4.757,815	537,790	8.171,592	1.299,179	801,071
2015	5.075,505	4.745,158	550,331	5.816,178	924,699	749,964
2016	5.517,564	4.732,281	563,104	8.368,627	1.330,506	819,427

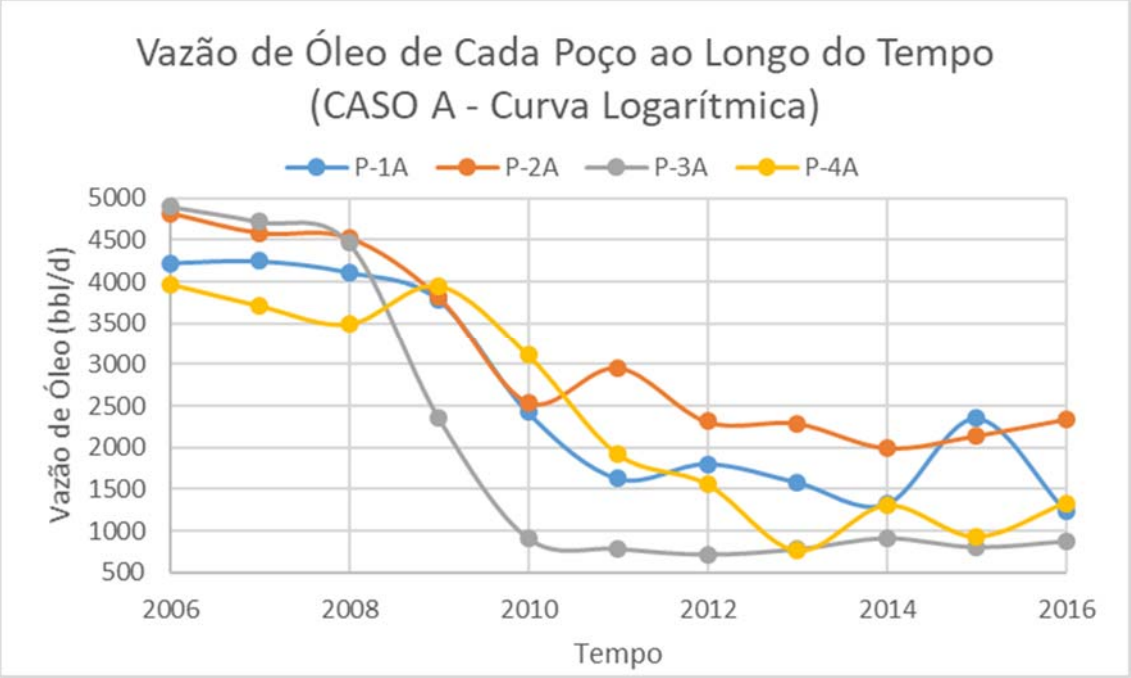

Figura 6.38 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4.

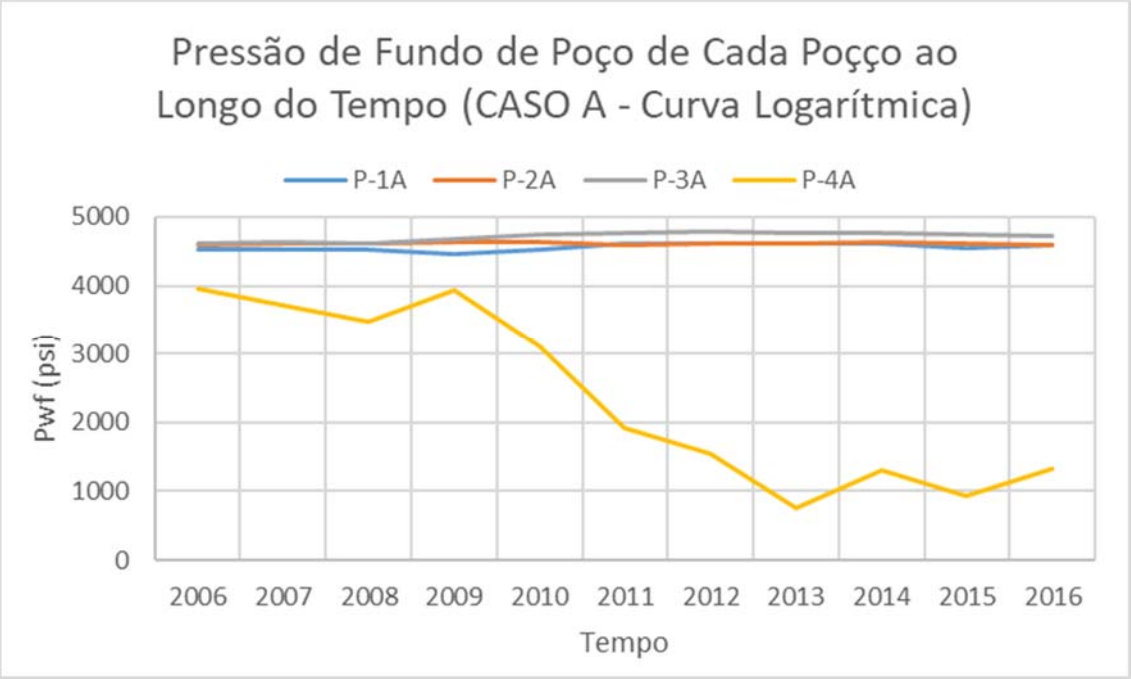

Figura 6.39 – Pressão de fundo de poço nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4.

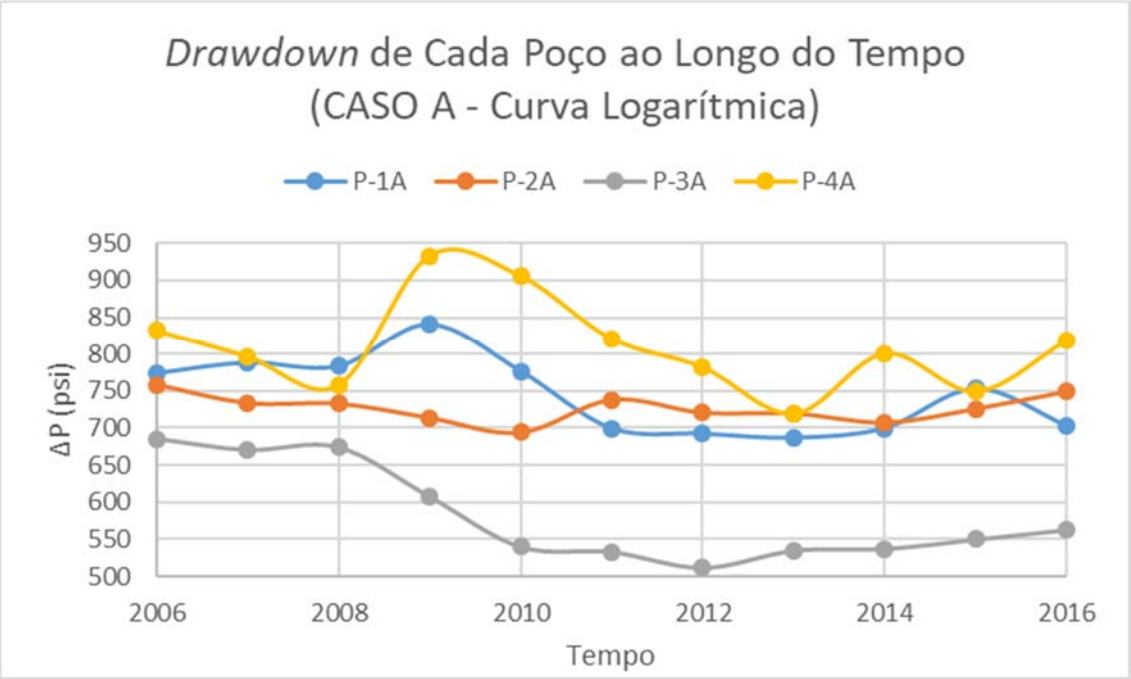

Figura 6.40 – *Drawdown* nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4.

O gráfico da Figura 6.41 e Tabela 6.37 fazem uma análise entre o custo de linha obtido no ponto de menor custo de linha e nos pontos de máxima vazão para cada ano. Como de 2012 a 2016 a posição do *manifold* não se altera e em 2011 é muito próxima a

essas mencionadas o custo de linha não se altera, o valor é de 0,17% de diferença percentual entre a posição nos anos de 2012 a 2016 e o menor custo de linha e de 0,12% no ano de 2011. A maior diferença percentual ocorre novamente no ano de 2010, 2,26%, um pouco mais elevado que o estudo de caso da seção 6.3 e mínima é de 0,12% em 2011exatamente igual ao estudo de caso da seção 6.3.

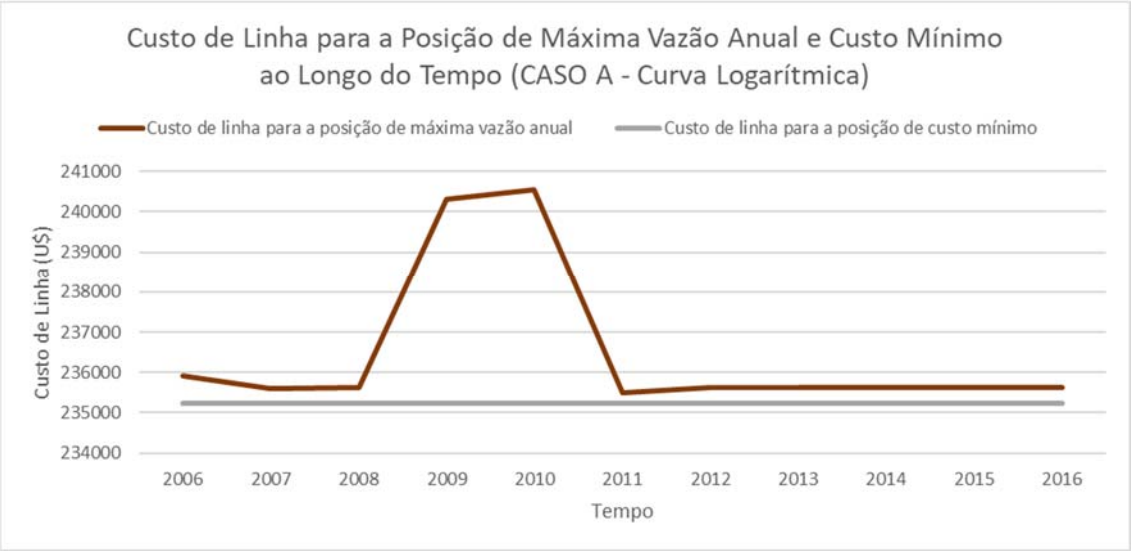

Figura 6.41 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso A e hipótese 4.

Tabela 6.37 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 4.

	Custo de Linha para a Posição de Máxima Vazão (U$)	Custo de Linha para a Posição de Mínimo Custo de Linha (U$)	Diferença Percentual
2006	235.903,14	235.223,85	0,29%
2007	235.602,01	235.223,85	0,16%
2008	235.616,02	235.223,85	0,17%
2009	240.300,33	235.223,85	2,16%
2010	240.545,44	235.223,85	2,26%
2011	235.502,63	235.223,85	0,12%
2012	235.621,68	235.223,85	0,17%
2013	235.621,68	235.223,85	0,17%
2014	235.621,68	235.223,85	0,17%
2015	235.621,68	235.223,85	0,17%
2016	235.621,68	235.223,85	0,17%

A Figura 6.42 compara de vazão instantânea de óleo caso posicionado o *manifold* na máxima vazão de óleo instantânea em comparação a posição no menor custo de linha em considerando cada valor de parâmetro de escoamento em cada ano.

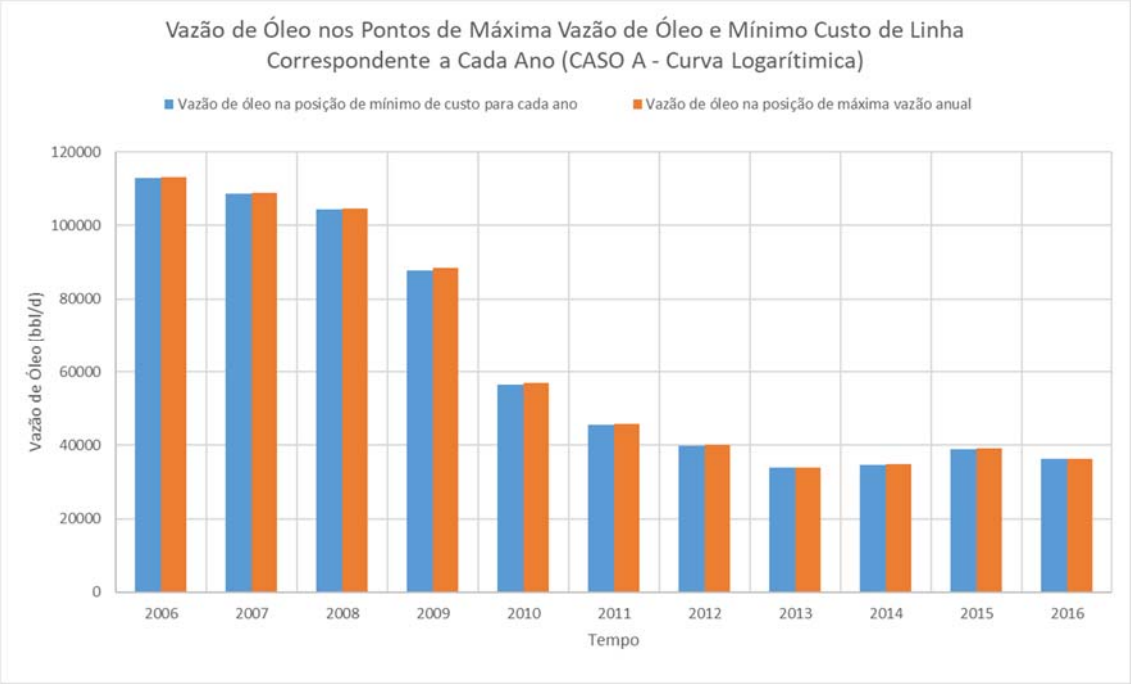

Figura 6.42 – Gráfico da vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso A e hipótese 4.

A

Tabela 6.38, mostra que posicionar o *manifold* na posição de máxima vazão representa ganhos similares a seção 6.3. Nos anos de 2009 e 2010 geram ganho próximo a 1%, o que corresponde ao aumento de 825,63 bbl/d em 2009 e 454,42 bbl/d em 2010. A diferença mínima ocorre em 2006, correspondendo a 233,91 bbl/d.

Tabela 6.38 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso A e hipótese 4.

	Vazão para a Posição de máxima vazão (bbl/d)	Vazão para a Posição de mínimo custo de linha (bbl/d)	Diferença (bbl/d)	Diferença Percentual (%)
2006	113.090,23	112.856,32	233,91	0,21%
2007	108.831,60	108.576,32	255,29	0,24%
2008	104.614,61	104.314,53	300,08	0,29%
2009	88.519,31	87.693,68	825,63	0,94%
2010	56.846,94	56.392,53	454,42	0,81%
2011	45.827,20	45.475,90	351,30	0,77%
2012	40.162,28	39.871,39	290,89	0,73%
2013	34.011,58	33.814,30	197,28	0,58%
2014	34.786,60	34.576,36	210,24	0,61%
2015	39.132,85	38.908,21	224,64	0,58%
2016	36.375,40	36.168,76	206,64	0,57%

6.4.2 Análise do posicionamento para produção acumulada

Em seguida, outro estudo é realizado desta vez considerando a produção acumulada do campo, ou seja, o somatório da vazão de óleo em cada ponto de busca i ao longo de todos os anos j conforme a Equação (4.89).

Os pontos i do *manifold* submarino são analisados de acordo com a busca explicada no início da subseção 6.3.1 totalizando 5175 pontos de busca. Em seguida, Figura 6.43 mostra o ponto onde há maior produção acumulada dos poços, os cinco melhores valores de produção acumulada em escala de cores, os pontos de maior de vazão instantânea de óleo analisados na subseção 6.4.1.

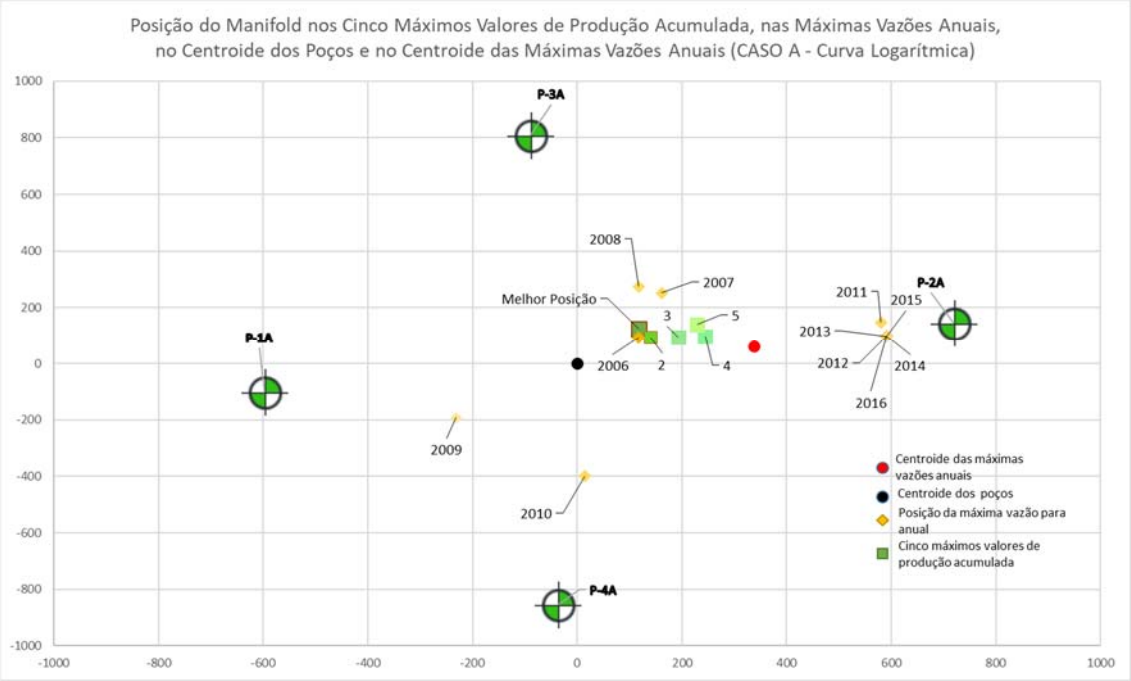

Figura 6.43 – Gráfico das posições de melhor produção acumulada e vazão instantânea para as posições de máxima vazão de cada ano e melhores produções acumuladas para o caso A e hipótese 4.

As cinco melhores posições de produção acumulada estão apresentadas na Tabela 6.39.O resultado foi muito similar ao caso anterior e o que ocasionou estes resultados igualmente. Outro ponto importante é que através de uma análise do centroide da melhor posição do *manifold* para cada ano de produção e a melhor posição em produção acumulada conclui-se que há um afastamento em torno de 230 metros apontando que o resultado obtido não corresponde à média das posições obtidas em cada ano individualmente.

Tabela 6.39 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 4.

Ranking das Posições	Posição do *Manifold* (N,E)
1ª	(126, 117)
2ª	(92, 141)
3ª	(95, 193)
4ª	(97, 245)
5ª	(97, 245)
Centroide das posições de máxima vazão anual	(61, 338)

A Tabela 6.40 e Figura 6.44 mostram a produção acumulada do *manifold* se fosse situado na posição de melhor vazão instantânea de cada ano, na posição de custo mínimo de linha e na posição da máxima produção acumulada ($Q_{AcumMax}$), o custo de linha correspondente a todas essas posições e a diferença de custo entre posicionar nessas posições referidas comparado a posição de menor custo de linha.

Observa-se que situar o *manifold* na posição de maior produção acumulada gera um ganho de 897.293,05 barris de óleo e perda de 0,29% em custo de linha. Posicionar na localização onde se deram as melhores vazões de cada ano igualmente apresentam valores de diferença na produção acumulada menores que 0,3%. No entanto, em 2009 e 2010, o ganho é menor que 100.000 barris de óleo e a diferença percentual no custo de linha maior que 2%.

Tabela 6.40 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo para o caso A e hipótese 4.

	Dados do Gráfico		Diferença entre Posição no Custo de Linha Mínimo e Demais Posicionamentos	
Dado	**Produção Acumulada (bbl)**	**Custo de Linha (US$)**	**Produção Acumulada (bbl)**	**Diferença Percentual de Custo de Linha**
2006	255.903.918,21	235.903,14	897.293,05	0,29%
2007	255.746.621,76	235.602,01	739.996,60	0,16%
2008	255.731.584,65	235.616,02	724.959,49	0,17%
2009	255.371.056,62	240.300,33	364.431,46	2,16%
2010	255.094.701,12	240.545,44	88.075,96	2,26%
2011	255.833.298,29	235.502,63	826.673,13	0,12%
2012	255.818.497,13	235.621,68	811.871,97	0,17%
2013	255.818.497,13	235.621,68	811.871,97	0,17%
2014	255.818.497,13	235.621,68	811.871,97	0,17%
2015	255.818.497,13	235.621,68	811.871,97	0,17%
2016	255.818.497,13	235.621,68	811.871,97	0,17%
C_{min}	255.006.625,16	235.223,85	-	-
$Q_{AcumMax}$	255.903.918,21	235.903,14	897.293,05	0,29%

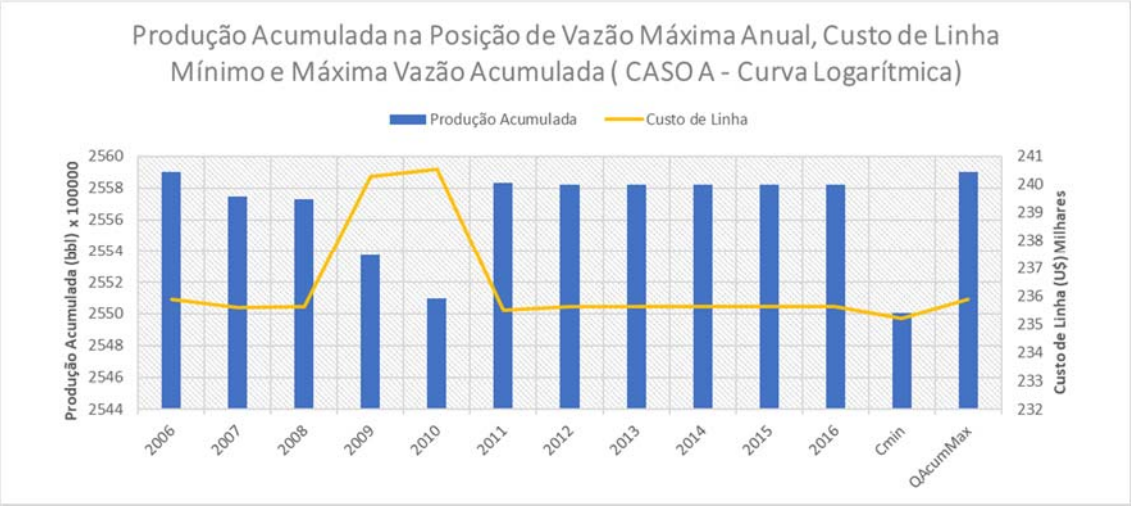

Figura 6.44 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso A e hipótese 3.

6.5 Análise do Caso B Considerando a Hipótese 1

Este estudo caso analisa as mesmas hipóteses dos estudos de caso anteriores, porém considerando o caso B explicado no início do Capítulo 6. Este e os próximos três estudos de caso apresentam os mesmos valores inicias de índice de produtividade e pressão estática para diferentes curvas (hipóteses) e diferentes RGO e BSW dos apresentados no caso B.

Para todos os poços é analisada a produção de óleo durante 11 anos visando a maximização da vazão de óleo e produção acumulada no *manifold*. Esse conjunto de casos visa observar a mudança no posicionamento apenas variando a hipótese de curva (1, 2, 3 e 4) mantendo os valores iniciais constante para todos os casos.

O índice de produtividade de líquido (água e óleo) e pressão estática do reservatório declinam linearmente ao longo do tempo tal que a inclinação da reta é igual a 2/3 para cada poço como mostra a Figura 6.45. O poço P-1B possui o maior índice de produtividade de líquido e o P-2B possui o menor índice de produtividade.

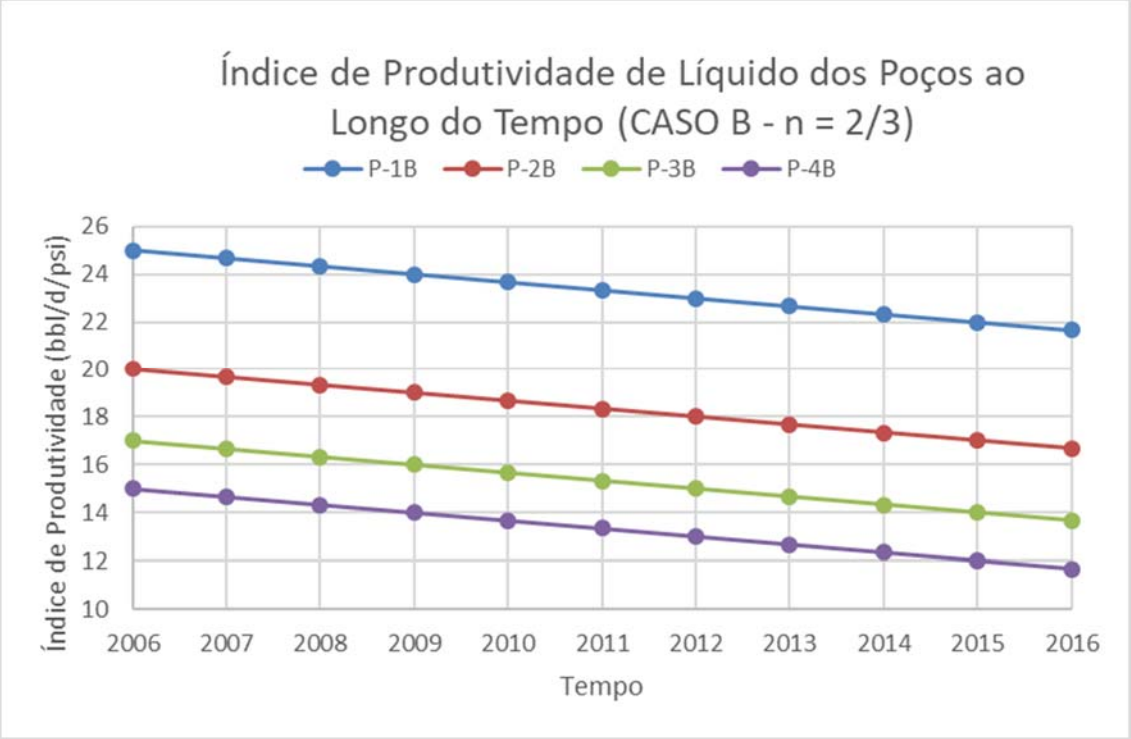

Figura 6.45 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1.

Tabela 6.41 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1.

IP LIQ. / Tempo	P-1B (bbl/d/psi)	P-2B (bbl/d/psi)	P-3B (bbl/d/psi)	P-4B (bbl/d/psi)
2006	25,00	20,00	17,00	15,00
2007	24,67	19,67	16,67	14,67
2008	24,33	19,33	16,33	14,33
2009	24,00	19,00	16,00	14,00
2010	23,67	18,67	15,67	13,67
2011	23,33	18,33	15,33	13,33
2012	23,00	18,00	15,00	13,00
2013	22,67	17,67	14,67	12,67
2014	22,33	17,33	14,33	12,33
2015	22,00	17,00	14,00	12,00
2016	21,67	16,67	13,67	11,67

Em relação a pressão estática, a Figura 6.46 e a Tabela 6.42 mostram que o poço P-4B e o de menor pressão estática é do poço P-1B.

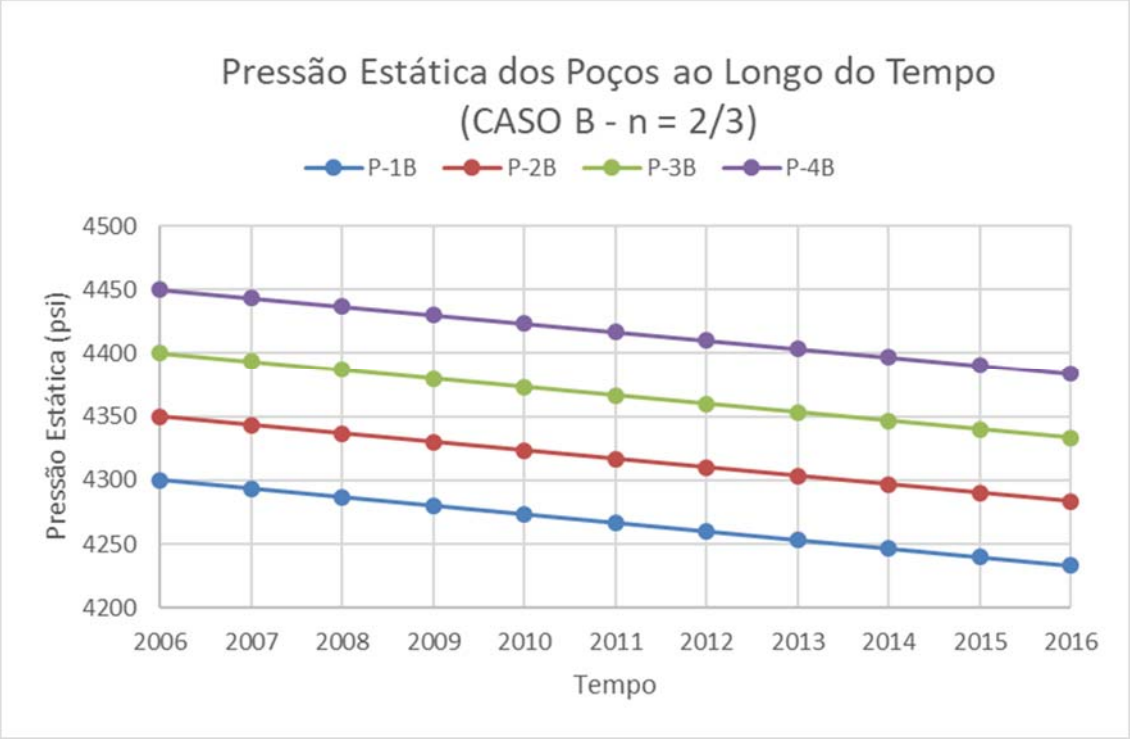

Figura 6.46 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1.

Tabela 6.42 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1.

$P_{estática}$ / Tempo	P-1B (psi)	P-2B (psi)	P-3B (psi)	P-4B (psi)
2006	4.300,00	4.350,00	4.400,00	4.450,00
2007	4.293,33	4.343,33	4.393,33	4.443,33
2008	4.286,67	4.336,67	4.386,67	4.436,67
2009	4.280,00	4.330,00	4.380,00	4.430,00
2010	4.273,33	4.323,33	4.373,33	4.423,33
2011	4.266,67	4.316,67	4.366,67	4.416,67
2012	4.260,00	4.310,00	4.360,00	4.410,00
2013	4.253,33	4.303,33	4.353,33	4.403,33
2014	4.246,67	4.296,67	4.346,67	4.396,67
2015	4.240,00	4.290,00	4.340,00	4.390,00
2016	4.233,33	4.283,33	4.333,33	4.383,33

6.5.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo

Para cada ano de produção de 2006 a 2016, valores de BSW, RGO, IP e pressão estática são valores distintos entre si conforme os dados especificados anteriormente. Configurados os dados de escoamento, o primeiro estudo analisará a posição do *manifold* de forma que seja fornecida a maior vazão instantânea de óleo em cada ano e a posição onde gera o menor custo de linha.

A Figura 6.47 e a Tabela 6.43 mostra a melhor posição do *manifold* onde há maior vazão de óleo para cada ano de acordo com as propriedades do fluido para aquele ano. Nos anos de 2006, 2007, 2012 e 2016 se aproximou do poço P-1B. Em 2009 e 2013 se aproximou do poço P-8. Em 2008 e 2011 se aproximou do poço P-2B. Em 2010, situa-se entre o poço P-2B e o centroide mais próximo deste. Em 2015, situa-se entre o poço P-3B e o centroide mais próximo desse. Finalmente em 2014, fica localizado exatamente no centroide dos poços.

Figura 6.47 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1.

Tabela 6.43 – Posição do *manifold* para a posição de máxima vazão anual para o caso B e hipótese 1.

Ano	Posição do *Manifold* (N,E)
2006	(-182, -412)
2007	(-146, -319)
2008	(148, 581)
2009	(-700, 1)
2010	(222, 201)
2011	(148, 581)
2012	(-93, -390)
2013	(-647, -63)
2014	(-1, -1)
2015	(289, -78)
2016	(-86, -442)

A Tabela 6.44, a Tabela 6.45 e os gráficos da Figura 6.48, da Figura 6.49 e da Figura 6.50 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo e o *drawdown* para a posição de melhor vazão instantânea a cada ano. Correlacionando com a Figura 6.47 observa-se alguns comportamentos em relação ao posicionamento. Conforme já observado em outros casos, quando os índices de produtividade dos poços são mais distintos entre si, o *manifold* tende a deslocar-se do centroide e aproximar-se dos poços de maior vazão de óleo na maioria dos casos. Em 2006, 2007, 2012 e 2016 a maior vazão de óleo está no poço P-1B sendo que em 2006 a diferença entre a vazão do poço P-1B e os demais poços é mais significativa e possivelmente ocasiona que o *manifold* está na localização mais próxima do poço em comparação aos demais anos.

Em 2015 ocorre exceção, pois apesar do poço de maior vazão ser o poço P-1B, a melhor posição no *manifold* situa-se entre o centroide e o poço P-3B. Neste ano, o BSW dos poços é extremamente alta, sendo, portanto produzida muita água e pouco óleo. Através da análise das vazões de óleo em todas as posições observa-se que apesar de P-1B produzir mais óleo que os demais, a variação da vazão ao mudar de posição é muito pequena. Caso o *manifold* estivesse localizado na posição correspondente a 2006, a vazão do poço aumentaria em 2,96 bbl/d, porém a do poço P-2B e P-3B diminuiria 16,04 bbl/d e 6,92 bbl/d, respectivamente, e não se altera para P-4B em relação a vazão inicial. No entanto, posicionar na localização (-78, 289) não houve alteração para o poço P-1B, que

já apresentada vazão superior aos demais poços, porém nos poços P-2B e P-3B houve aumento de 2,08 bbl/d e 5,66 bbl/d, respectivamente, e queda de 1,20 bbl/d no poço P-4B o que em geral representou ganho relativamente melhor e o mesmo ocorre para as demais posições perto do poço P-2B.

Em 2013, nos poços P-1B e P-2B, baixos RGO's aliados a teor de água próximo a 80% e queda do IP em mais de 2 bbl/psi/d fazem com que os referidos poços não possuem energia suficiente para produzir, isso significa que o *drawdown* dos poços chega a zero e o poço é fechado. Nesta situação, caso seja desejado que siga a produção a melhor combinação da produção dos poços P-3B e P-4B deve ser obtida. Entre os dois poços, P-4B possui maior vazão de óleo que P-3B, a pressão de fundo parecida P-3B porém maior *drawdown*. Em 2009, todos os poços produzem com alta vazão de óleo e a maior vazão é no poço P-4B, menor P_{wf} e maior *drawdown*.

Em 2008 e 2011, o *manifold* se localiza exatamente na mesma posição próxima ao poço P-2B, em ambos os anos, esse poço é o de maior vazão, menor P_{wf} e *drawdown* próximo ao maior de todos os poços.

Em 2010, o *manifold* parece localizar-se em uma posição próxima ao centroide dos poços, porém levemente deslocada em direção ao poço P-2B e P-3B. Os poços de maior vazão de óleo são, primeiro, o poço P2B seguido do poço P-3B, as pressões de fundo de poço de cada poço são muito parecidas com diferenças menores que 100 psi, porém as menores pressões são do poço P-2B, primeiro, e P-3B, segundo. O *drawdown* dos poços P-2B, P-3B, P-4B são parecidos. Esse conjunto de fatores em equilíbrio fez com que o *manifold* tendesse ao centroide, o que indica que provavelmente a perda de carga no *flowline* entre cada poço e o *manifold* deve ser similar.

Finalmente em 2014, o *manifold* se localizou exatamente no centroide. Neste ano, as altas vazões de água produzidas nos poços P-3B e P-4B aliado ao baixo índice de produtividade que neste ano já está próximo a 14 bbl/psi/d e 12 bbl/psi/d fazem com que não haja *drawdown* para elevar a produção até o separador e, portanto, os poços são fechados. Os poços P-1B e P-2B mantém a produção e apesar de P-1B haver maior vazão de óleo, as pressões de fundo dos poços são muito similares e provavelmente as perdas de carga na *flowline* entre cada poço e o *manifold* é a mesma, uma vez que estão em posições oposta a melhor localização que é o centroide.

Tabela 6.44 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1B e P-2B ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1.

	P-1B			P-2B		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLE}$ (bbl/d)o	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	17.953,41	3.581,864	718,136	13.355,74	3.680,875	669,125
2007	17.311,09	3.590,830	702,503	14.281,82	3.616,412	726,921
2008	8.234,62	3.766,038	520,629	12.511,26	3.517,509	819,157
2009	4.738,16	3.809,945	470,055	6.297,88	3.893,859	436,141
2010	5.666,77	3.703,236	570,098	10.077,19	3.613,005	710,328
2011	1.410,13	4.050,830	215,837	8.443,49	3.658,733	657,934
2012	6.045,48	3.798,784	461,216	3.425,77	3.896,260	413,740
2013	0,00	4.253,333	0,000	0,00	4.303,333	0,000
2014	613,27	4.169,206	77,461	947,05	4.166,917	129,750
2015	2.899,62	3.926,189	313,811	2.131,61	3.963,040	326,960
2016	4.596,83	3.790,408	442,925	1.226,51	4.013,475	269,859

Tabela 6.45 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3B e P-4B ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1.

	P-3B			P-4B		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	11.720,01	3.710,588	689,412	13.793,02	3.528,622	921,378
2007	12.592,92	3.606,112	787,221	13.892,78	3.491,051	952,282
2008	9.006,40	3.679,728	706,939	12.699,24	3.544,697	891,970
2009	10.279,14	3.615,183	764,817	13.085,21	3.435,683	994,317
2010	7.499,67	3.625,361	747,972	6.406,50	3.690,882	732,451
2011	5.457,29	3.783,207	583,460	5.627,49	3.713,231	703,436
2012	2.877,46	3.903,260	456,740	4.115,68	3.789,234	620,766
2013	770,21	4.232,971	120,362	701,17	4.231,527	171,806
2014	0,00	4.346,667	0,000	0,00	4.396,667	0,000
2015	1.283,02	4.015,020	324,980	1.052,34	4.039,219	350,781
2016	1.464,61	3.977,889	355,445	1.207,78	3.980,515	402,819

Os gráficos da Figura 6.48, da Figura 6.49 e da Figura 6.50 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo de poço e o *drawdown* para cada poço em cada ano. De forma

geral, observou-se que ao longo do tempo a vazão de óleo diminui, a pressão de fundo de poço aumentou e o *drawdown* diminuiu.

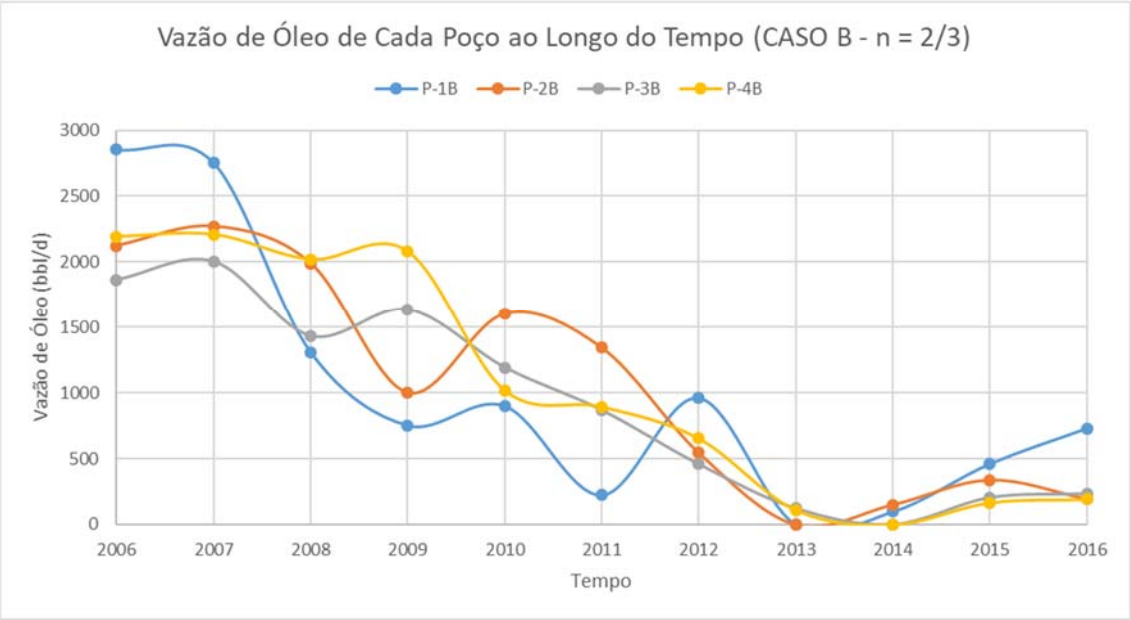

Figura 6.48 – Vazão de óleo em cada poço ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1.

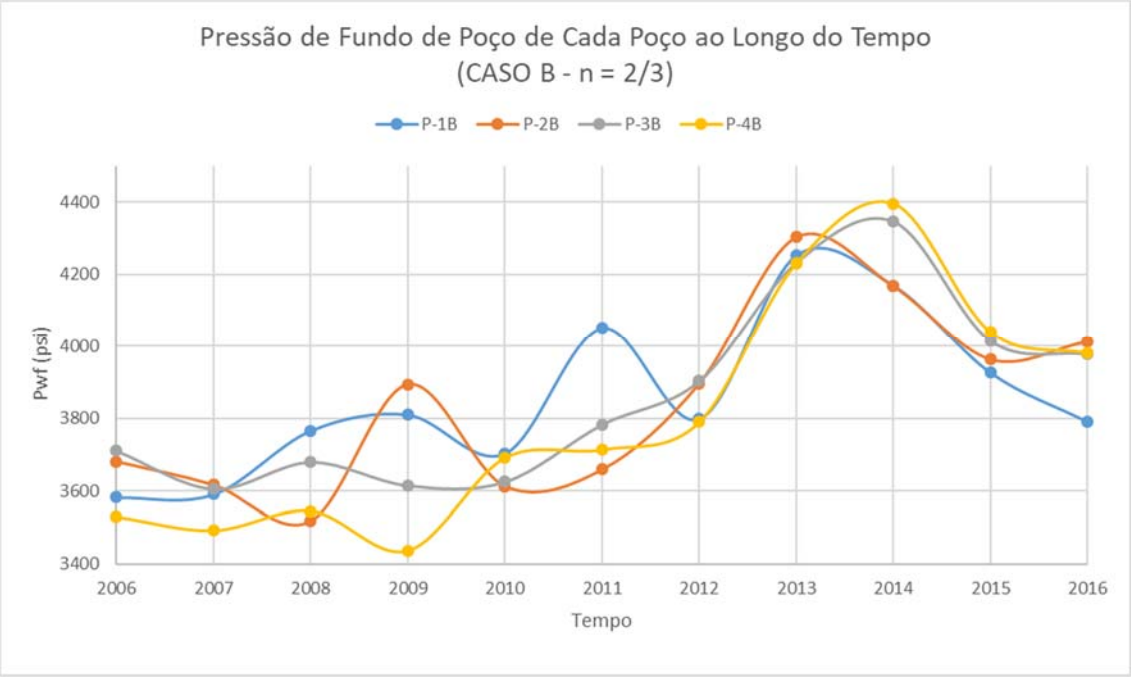

Figura 6.49 – Pressão de fundo de poço em cada poço ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1.

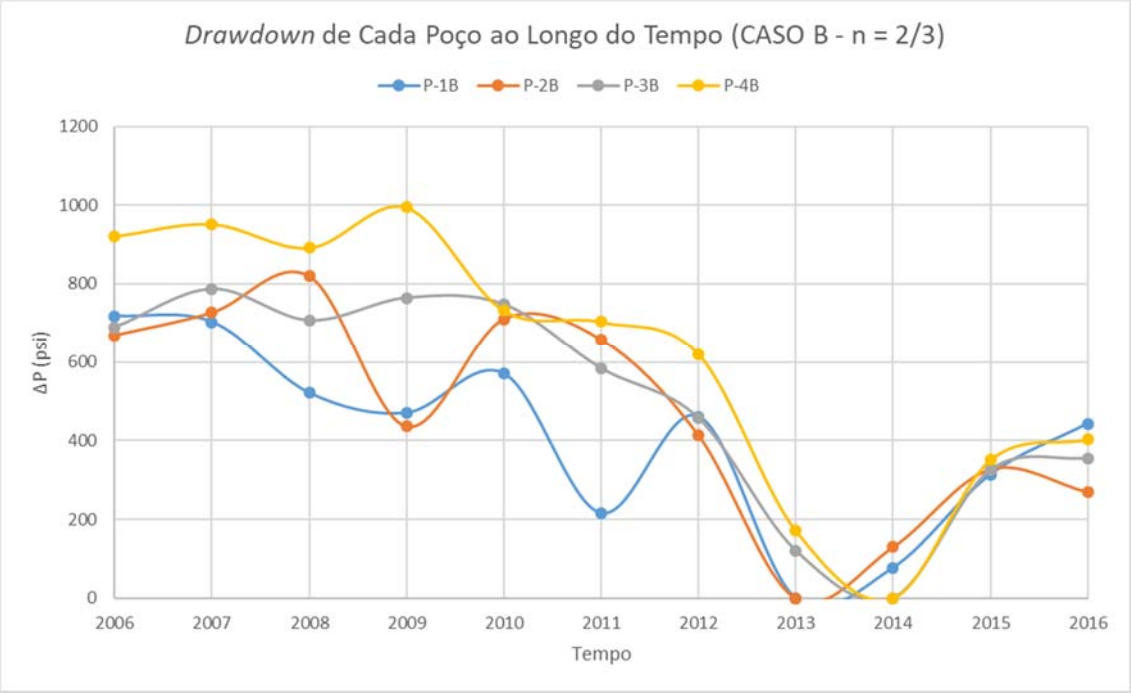

Figura 6.50 – *Drawdown* dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 1.

O gráfico da Figura 6.51 e Tabela 6.46 mostram a análise entre o custo de linha obtido no ponto de menor custo de linha e nos pontos de máxima vazão para cada ano, observa-se que em geral a diferença percentual está por volta de 2,19%. Nos anos de 2008, 2010 e 2011 há diferença percentual menor que 0,2%, porém nos anos de 2009 e 2013 a diferença foi maior ou igual a 4%.

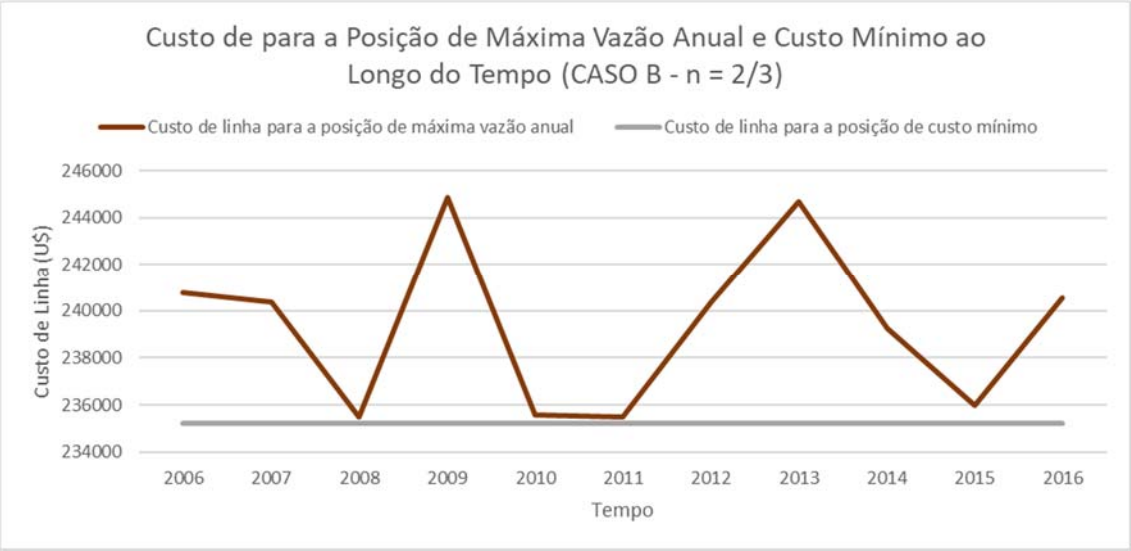

Figura 6.51 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso B e hipótese 1.

Tabela 6.46 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 1.

	Custo de Linha para a Posição de Máxima Vazão (U$)	Custo de Linha para a Posição de Mínimo Custo de Linha (U$)	Diferença Percentual
2006	240.761,19	235.223,85	2,35%
2007	240.383,03	235.223,85	2,19%
2008	235.502,63	235.223,85	0,12%
2009	244.838,27	235.223,85	4,09%
2010	235.595,01	235.223,85	0,16%
2011	235.502,63	235.223,85	0,12%
2012	240.397,04	235.223,85	2,20%
2013	244.698,20	235.223,85	4,03%
2014	239.257,56	235.223,85	1,71%
2015	235.973,17	235.223,85	0,32%
2016	240.544,10	235.223,85	2,26%

A Figura 6.52 compara de vazão instantânea de óleo caso posicionado o *manifold* na máxima vazão de óleo instantânea em comparação a posição no menor custo de linha em considerando cada valor de parâmetro de escoamento em cada ano. Observa-se que conforme era previsto a vazão cai ao longo dos anos, sendo a produção dos anos de 2013 e 2014 muito baixa devido ao fechamento de dois dos quatro poços.

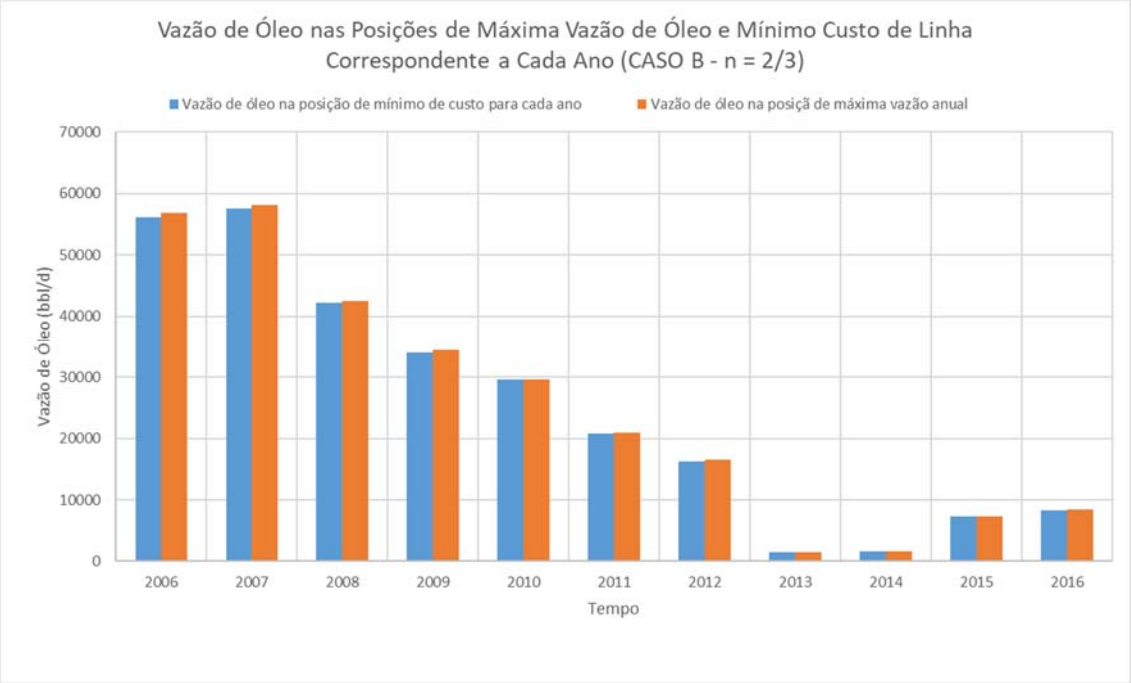

Figura 6.52 – Gráfico de comparação entre vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso B e hipótese 1.

A Tabela 6.47, mostra que posicionar o *manifold* na posição de máxima vazão representa ganho em torno de 0,56% na vazão de óleo diária. Nos anos de 2006 e 2012 posicionar no ponto de maior vazão representa ganho de mais de 1% na vazão sendo a máxima diferença percentual de 1,32%, o que representa 215,22 bbl/dia de vazão diária de óleo e mínima de 0,34%, que representa 5,30 bbl/dia de vazão diária de óleo.

Tabela 6.47 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 1.

	Vazão para a Posição de máxima vazão (bbl/d)	Vazão para a Posição de mínimo custo de linha (bbl/d)	Diferença (bbl/d)	Diferença Percentual (%)
2006	56.822,17	56.115,86	706,32	1,26%
2007	58.078,61	57.595,39	483,22	0,84%
2008	42.451,51	42.254,89	196,62	0,47%
2009	34.400,39	34.047,25	353,14	1,04%
2010	29.650,14	29.525,03	125,11	0,42%
2011	20.938,40	20.831,08	107,32	0,52%
2012	16.464,38	16.249,16	215,22	1,32%
2013	1.471,38	1.465,60	5,79	0,39%
2014	1.560,32	1.555,02	5,30	0,34%
2015	7.366,59	7.325,76	40,84	0,56%
2016	8.495,73	8.221,75	273,97	3,33%

6.5.2 Análise do posicionamento para produção acumulada

Em seguida, outro estudo é realizado desta vez considerando a produção acumulada do campo, ou seja, o somatório da vazão de óleo em cada ponto de busca i ao longo de todos os anos j conforme a Equação (4.89).

A Figura 6.53 e a Tabela 6.48 mostram os cinco melhores pontos de produção acumulada em escala de cores, os pontos de maior vazão instantânea de óleo analisados no item 6.5.1, o centroide dos resultados obtidos para o posicionamento do *manifold* na máxima vazão de óleo de cada ano e o centroide dos poços. Analisando os resultados da subseção 6.5.1, conclui-se que posicionar o *manifold* próximo ao poço P-1B em quatro dos 11 anos fornece a melhor vazão de poços e uma vez que a produção acumulada foi atribuída como a soma das vazões ao longo dos anos para cada posição naturalmente posicionar nessa região os bons resultados de vazão no *manifold* para os demais anos faz com que se afaste um pouco do poço e que as cinco melhores posições se distribuam ao longo do caminho entre o P-1B e o centroide.

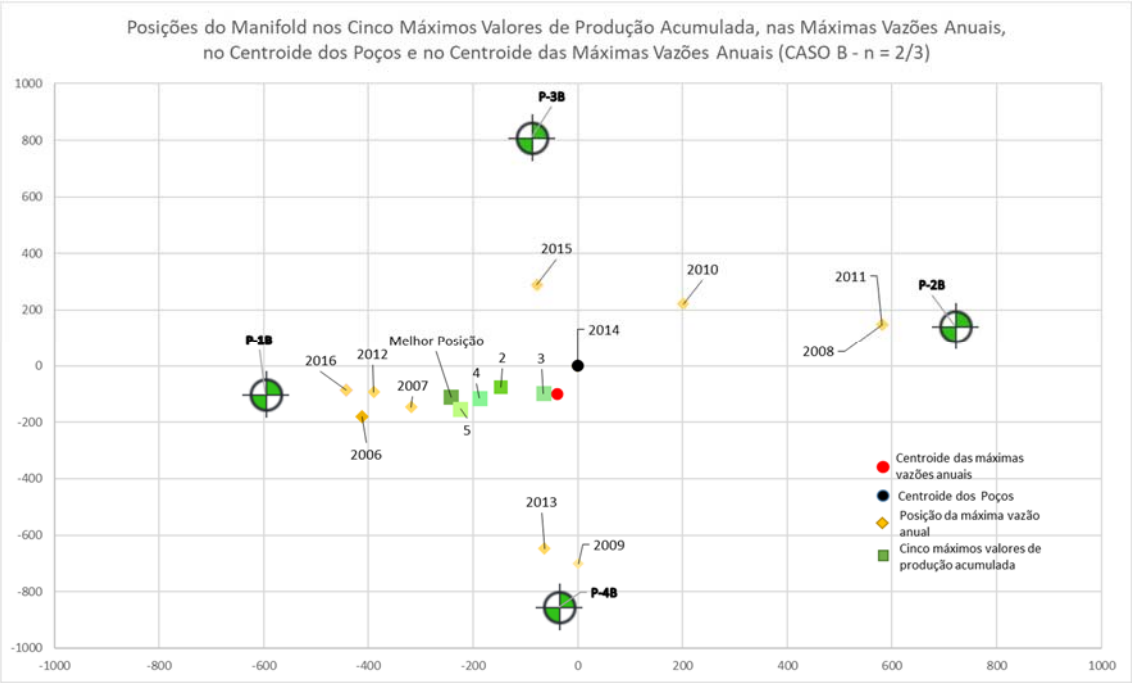

Figura 6.53 – Gráfico das cinco máximos valores de produção acumulada, das posições de máxima vazão anual, centroide dos poços e centroide das posições das máximas vazões anuais para o caso B e hipótese 1.

A Figura 6.53 e a Tabela 6.48 mostram o centroide da melhor posição do *manifold* para cada ano de produção. É possível perceber que a localização que fornece maior produção acumulada no *manifold* não é o centroide das posições de cada ano. Entre a melhor posição em produção acumulada e esse centroide existe afastamento de 202,88 metros, porém existe uma boa aproximação da quinta melhor posição cujo o afastamento é de 25,88 metros.

Tabela 6.48 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso B e hipótese 1.

Ranking das Posições	Posição do *Manifold* (N,E)
1ª	(-111, -242)
2ª	(-76, -148)
3ª	(-98, -66)
4ª	(-115, -188)
5ª	(-154, -225)
Centroide das posições de máxima vazão anual	(-99, -40)

A Tabela 6.49 e a Figura 6.54 mostra a produção acumulada do *manifold* se fosse situado na posição de melhor vazão instantânea de cada ano, na posição de custo mínimo de linha e na posição de máxima produção acumulada ($Q_{AcumMax}$), o custo de linha correspondente a todas essas posições e a diferença de custo e de produção acumulada entre posicionar nessas posições referidas comparado a posição de menor custo de linha.

Em relação a posição de menor custo de linha, a diferença de produção de óleo entre a posição de máxima produção acumulada é de 276,419 m^3 e a diferença no custo de linha de 2,01%. Situar nas demais posições relativas a máxima vazão, em geral, gera diferença por volta de 2%, exceto para a posição correspondente a máxima vazão anual. Posicionar o *manifold* na posição de máxima vazão anual em 2009 e 2013 apresenta a menor diferença de produção acumulada em relação ao custo de linha 0,14 milhões de barris e 0,19 milhões de barris e custo de linha superior a 4%.

Tabela 6.49 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e custo de linha para cada posição e diferença entre eles para o caso B e hipótese 1.

	Dados do Gráfico		Diferença entre Posição no Custo de Linha Mínimo e Demais Posicionamentos	
Dado	**Produção Acumulada (bbl)**	**Custo de Linha (U$)**	**Produção Acumulada (bbl)**	**Diferença Percentual no Custo de Linha (U$)**
2006	100.971.874,37	240.761,19	528.698,17	2,35%
2007	101.052.201,52	240.383,03	609.025,32	2,19%
2008	100.718.812,67	235.502,63	275.636,46	0,12%
2009	100.580.210,67	244.838,27	137.034,47	4,09%
2010	100.838.016,09	235.595,01	394.839,89	0,16%
2011	100.718.812,67	235.502,63	275.636,46	0,12%
2012	101.002.641,19	240.397,04	559.464,99	2,20%
2013	100.636.703,42	244.698,20	193.527,22	4,03%
2014	100.991.448,85	239.257,56	548.272,64	1,71%
2015	100.835.624,16	235.973,17	392.447,95	0,32%
2016	100.989.613,95	240.544,10	546.437,75	2,26%
C_{min}	100.443.176,20	235.223,85	-	-
$Q_{AcumMax}$	101.077.774,48	239.948,84	634.598,27	2,01%

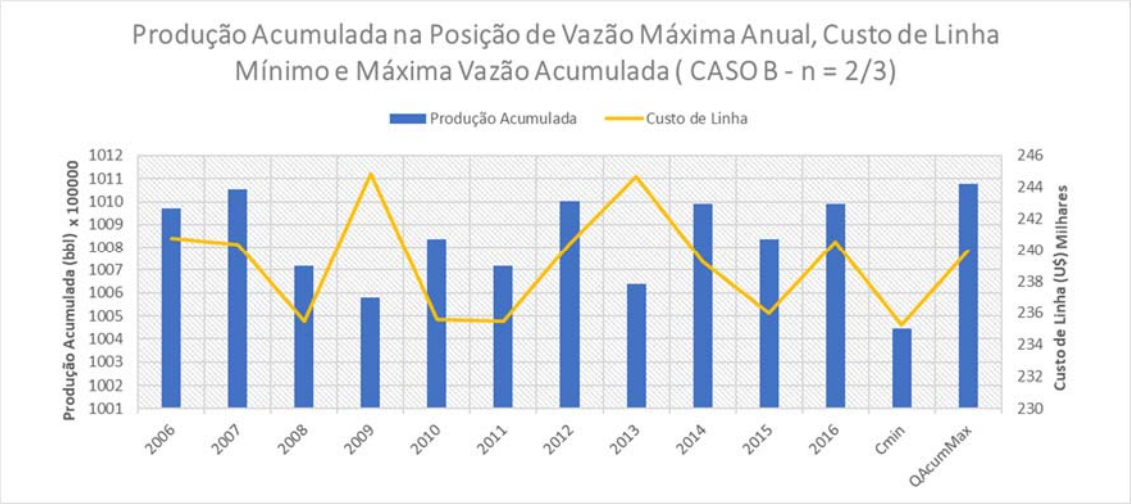

Figura 6.54 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso B e hipótese 1.

6.6 Análise do Caso B Considerando a Hipótese 2

Este estudo de caso analisa a produção dos poços ao longo de 11 anos, todos os valores iniciais de índice de produtividade e pressão estática são os mesmos da seção 6.5, porém a curva considerada para esses dois parâmetros será uma reta de inclinação negativa cujo o tangente do ângulo é 1/3, como mostra a Figura 6.55 e a Tabela 6.50. O objetivo desse estudo é observar apenas o impacto na mudança de inclinação da reta. O poço P-1B é o de maior índice de produtividade e o poço P-4B é o menor índice de produtividade.

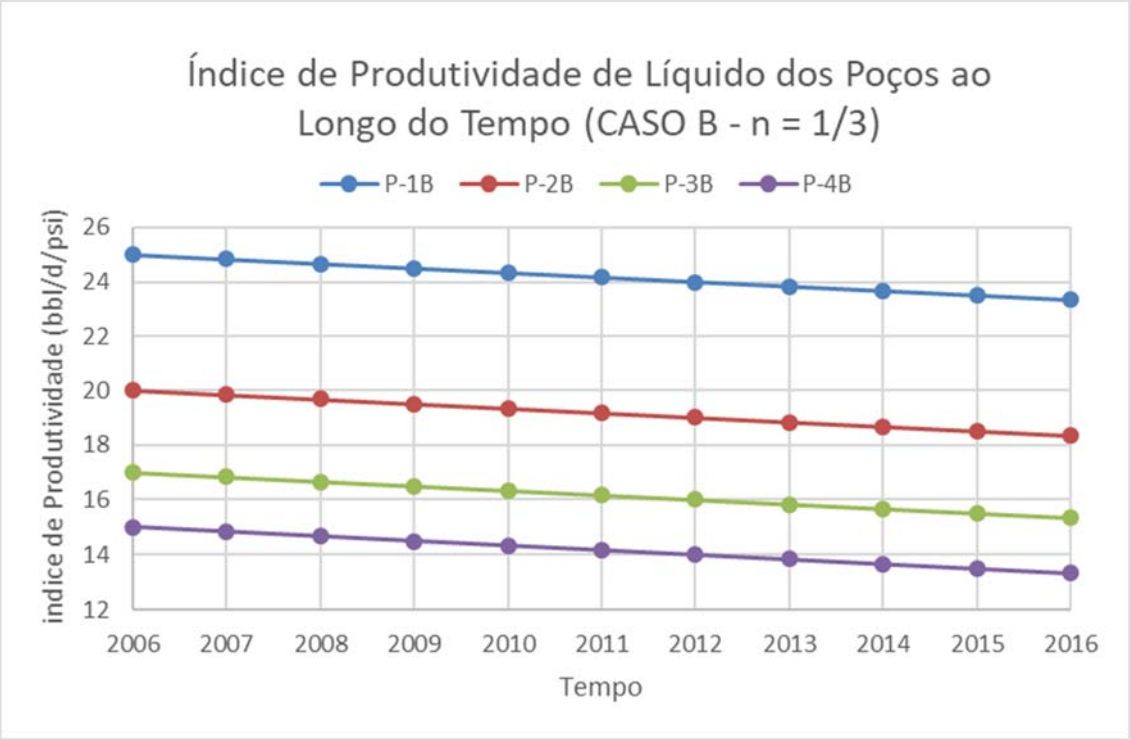

Figura 6.55 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2.

Tabela 6.50 – Tabela de índice de produtividade de líquido dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2.

IP LIQ. / Tempo	P-1B (bbl/d/psi)	P-2B (bbl/d/psi)	P-3B (bbl/d/psi)	P-4B (bbl/d/psi)
2006	25,00	20,00	17,00	15,00
2007	24,83	19,83	16,83	14,83
2008	24,67	19,67	16,67	14,67
2009	24,50	19,50	16,50	14,50
2010	24,33	19,33	16,33	14,33
2011	24,17	19,17	16,17	14,17
2012	24,00	19,00	16,00	14,00
2013	23,83	18,83	15,83	13,83
2014	23,67	18,67	15,67	13,67
2015	23,50	18,50	15,50	13,50
2016	23,33	18,33	15,33	13,33

A Figura 6.56 e a Tabela 6.51 apontam que o reservatório de maior pressão estática é do poço P-4B e de menor pressão estática é do poço P-1B.

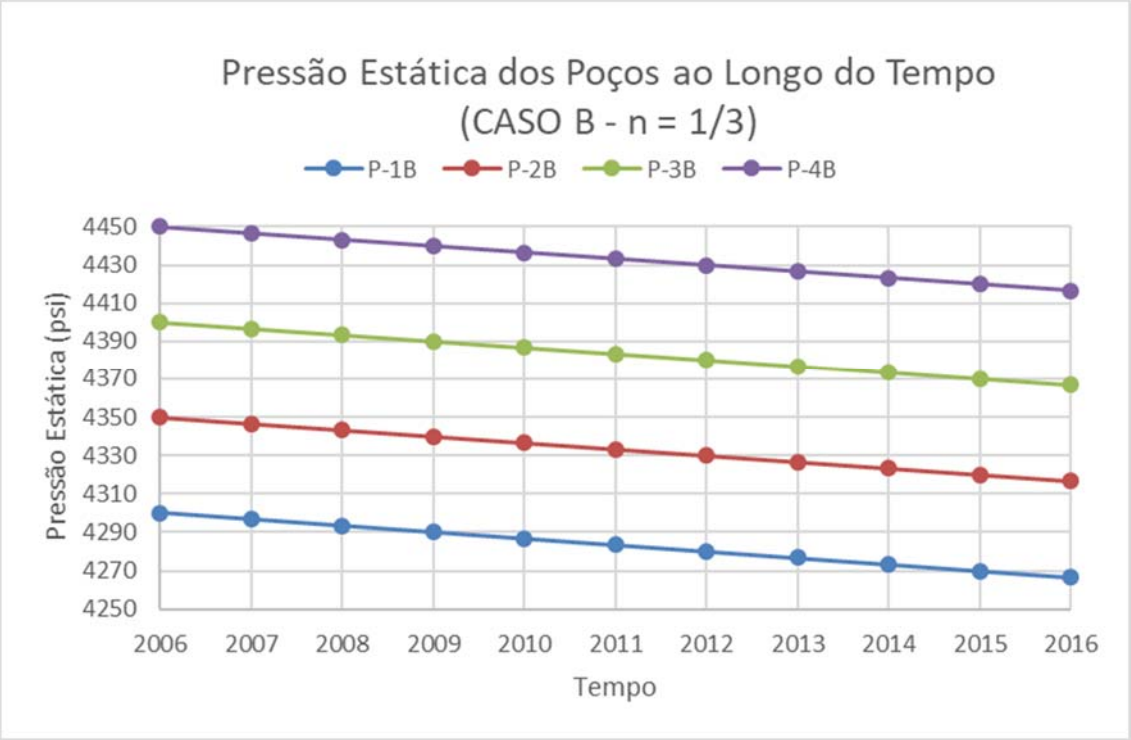

Figura 6.56 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2.

Tabela 6.51. – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2.

$P_{estática}$ / Tempo	P-1B (psi)	P-2B (psi)	P-3B (psi)	P-4B (psi)
2006	4.300,00	4.350,00	4.400,00	4.450,00
2007	4.296,67	4.346,67	4.396,67	4.446,67
2008	4.293,33	4.343,33	4.393,33	4.443,33
2009	4.290,00	4.340,00	4.390,00	4.440,00
2010	4.286,67	4.336,67	4.386,67	4.436,67
2011	4.283,33	4.333,33	4.383,33	4.433,33
2012	4.280,00	4.330,00	4.380,00	4.430,00
2013	4.276,67	4.326,67	4.376,67	4.426,67
2014	4.273,33	4.323,33	4.373,33	4.423,33
2015	4.270,00	4.320,00	4.370,00	4.420,00
2016	4.266,67	4.316,67	4.366,67	4.416,67

6.6.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo

A Figura 6.57 e a Tabela 6.52 mostram a melhor posição do *manifold* onde há maior vazão de óleo para cada ano de acordo com as propriedades do fluido para aquele

ano. Observa-se que apenas a mudança na inclinação da reta ocasionou impacto na localização do *manifold* desde o ano de 2007, segundo ano de produção. Em relação ao estudo 6.5, em 2006, por serem os mesmos valores a posição não é alterada. Em 2008 E 2009, também não é alterada. Em 2007, a melhor posição do *manifold* se desloca para mais próximo do poço P-1B e passa a ocupar a mesma posição que no ano de 2015. Em 2012 e 2016, parece se deslocar um pouco em direção ao poço P-4B. Em 2013, se aproxima ainda mais do poço P-8. Em 2014 se desloca do centroide em direção ao poço P-2B. Em 2010, se desloca em direção ao poço P-2B e passa a possuir a mesma localização que no ano de 2008. Em 2011, parece se deslocar levemente em direção ao poço P-4B.

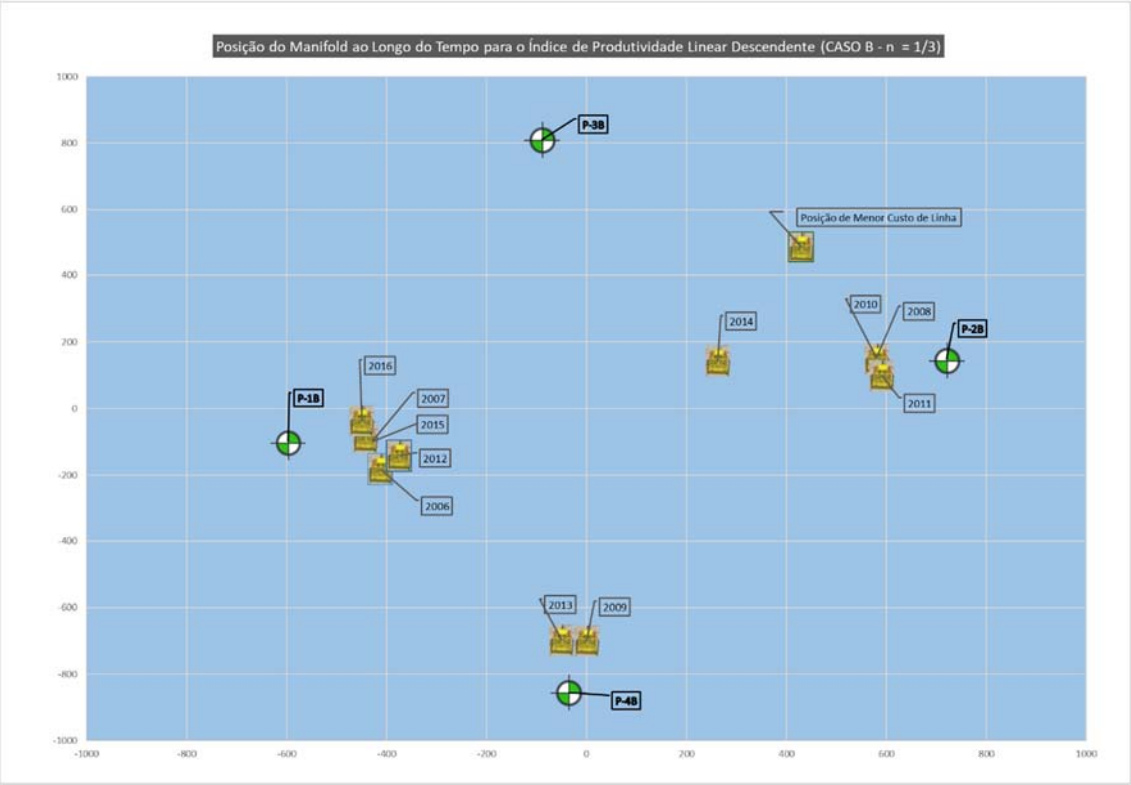

Figura 6.57 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2.

Tabela 6.52 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso B e hipótese 2.

Ano	Posição do *Manifold* (N,E)
2006	(182, -412)
2007	(-86, -442)
2008	(148, 581)
2009	(700, 1)
2010	(148, 581)
2011	(99, 591)
2012	(-141, -375)
2013	(-699, -49)
2014	(143, 263)
2015	(-86, -442)
2016	(-37, -449)

Uma vez que a inclinação da reta é mais atenuada, significa que o índice de produtividade e pressão estática variam menos ao longo do tempo, ou seja, o declínio é mais lento. Consequentemente, a vazão dos poços ao longo do tempo é maior nesse estudo para a maioria dos anos, ainda que haja exceção. Existem anos que a posição não varia em relação ao caso 6.5, como é o caso do ano de 2006, por ser o mesmo valor, e 2008, que ocorre o mesmo explicado no caso 6.5.

Em outros anos, a posição varia levemente em relação ao caso 6.5 devido a motivos específicos. Em 2007, todos os poços sofrem aumento de vazão de óleo, porém o maior incremento ocorre no poço P-1B, o que ocorre do *manifold* se deslocar para mais próximo do poço P-1B e pelo mesmo motivo, possivelmente, o *manifold* ocupa a mesma posição em 2015. Em 2011, todos os poços apresentam leve queda no *drawdown* enquanto P-4B aumenta o que pode ter resultado em um suave deslocamento em direção a esse poço.

Em 2012, a mudança na inclinação da reta faz com que o poço P-4B seja o maior produtor de óleo, o de menor pressão de fundo e o de maior *drawdown*. Em 2016, P-4B é o segundo maior produtor de óleo ainda que a vazão neste ano é baixa para o poço e o segundo menor em pressão de fundo de poço. Neste ano, as pressões de fundo de poço ficam mais parecidas indicando que o deslocamento pode haver sido ainda dirigido ao centroide.

Em 2013, a vazão do poço P-4B aumenta mais de 125,8 bbl/d enquanto que o poço P-3B não sofre aumento e, neste mesmo poço, a pressão de fundo diminui enquanto que no poço P-4B aumenta o que justificaria a aproximação do poço P-4B. Em 2014, mais uma vez a mudança na inclinação da reta tem papel fundamental, uma vez que os poços P-3B e P-4B voltam a produzir devido ao aumento de pressão estática e índice de produtividade. Neste ano, o poço P-2B é o de maior vazão de óleo, o que levaria o *manifold* a deslocar-se nessa direção, porém uma vez que as pressões de fundo de poço dos poços são parecidas pode haver levado a posição de máxima vazão do *manifold* estar situada entre o centroide e o poço P-2B.

Finalmente, em 2010, há deslocamento considerável do *manifold* em direção ao poço P-2B comparando com o caso 6.5. O poço P-6 sofre aumento de cerca de 503,19 bbl/d enquanto que o poço P-1B tem leve queda e os demais poços aumentam a vazão em menor proporção. Além disso, o poço P-2B, neste ano, é o único cujo *drawdown* aumenta.

Tabela 6.53 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1B e P-2B ao longo do tempo para o caso B e para a hipótese 2

	P-1B			P-2B		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	17.953,41	3.581,864	718,136	13.355,74	3.680,875	669,125
2007	17.517,71	3.590,549	706,118	14.307,11	3.624,578	722,089
2008	8.318,71	3.774,495	518,838	12.649,38	3.529,170	814,163
2009	4.831,48	3.820,468	469,532	6.478,25	3.902,871	437,129
2010	5.647,40	3.734,084	552,583	10.589,08	3.615,994	720,673
2011	1.441,62	4.070,286	213,048	8.703,27	3.684,643	648,691
2012	6.344,74	3.816,122	463,878	3.692,81	3.907,482	422,518
2013	0,00	4.276,667	0,000	0,00	4.326,667	0,000
2014	2.284,77	4.002,911	270,422	2.756,50	3.975,761	347,573
2015	3.343,68	3.931,228	338,772	2.390,72	3.983,030	336,970
2016	5.159,55	3.805,031	461,636	1.398,85	4.036,869	279,798

Tabela 6.54 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3B e P-4B ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2.

	P-3B			P-4B		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	11.720,01	3.710,588	689,412	13.793,02	3.528,622	921,378
2007	12.679,78	3.611,863	784,803	13.946,79	3.501,424	945,243
2008	9.170,73	3.687,892	705,441	12.935,95	3.555,388	887,946
2009	10.542,45	3.629,361	760,639	13.397,43	3.457,063	982,937
2010	7.679,19	3.652,05	734,617	6.680,68	3.708,395	728,271
2011	5.791,03	3.796,107	587,226	5.995,87	3.727,936	705,397
2012	3.046,64	3.926,631	453,369	4.408,27	3.812,595	617,405
2013	770,21	4.265,173	111,494	870,69	4.231,317	195,350
2014	1.400,76	4.039,866	333,467	698,83	4.161,989	261,344
2015	1.434,52	4.041,809	328,191	1.216,57	4.059,533	360,467
2016	1.651,98	4.009,328	357,339	1.373,96	4.015,706	400,961

Os gráficos da Figura 6.58, da Figura 6.59 e da Figura 6.60 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo de poço e *drawdown* para cada poço em cada ano. De forma geral, observou-se que ao longo do tempo a vazão de óleo diminui, a pressão de fundo de poço aumentou e o *drawdown* diminuiu.

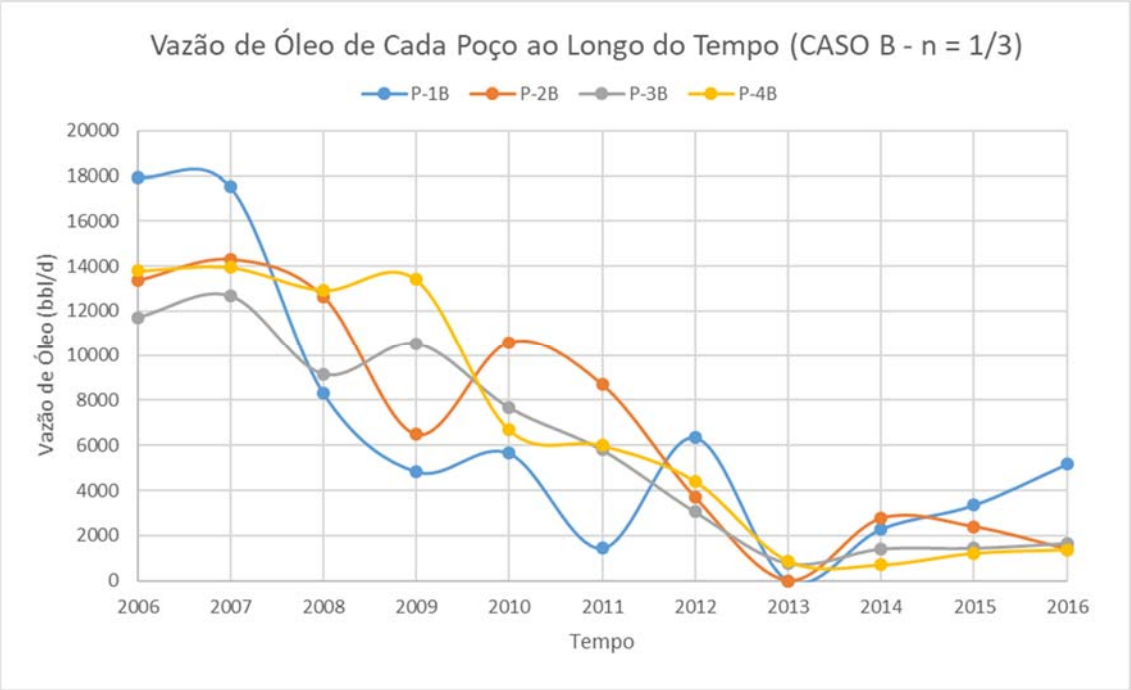

Figura 6.58 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2.

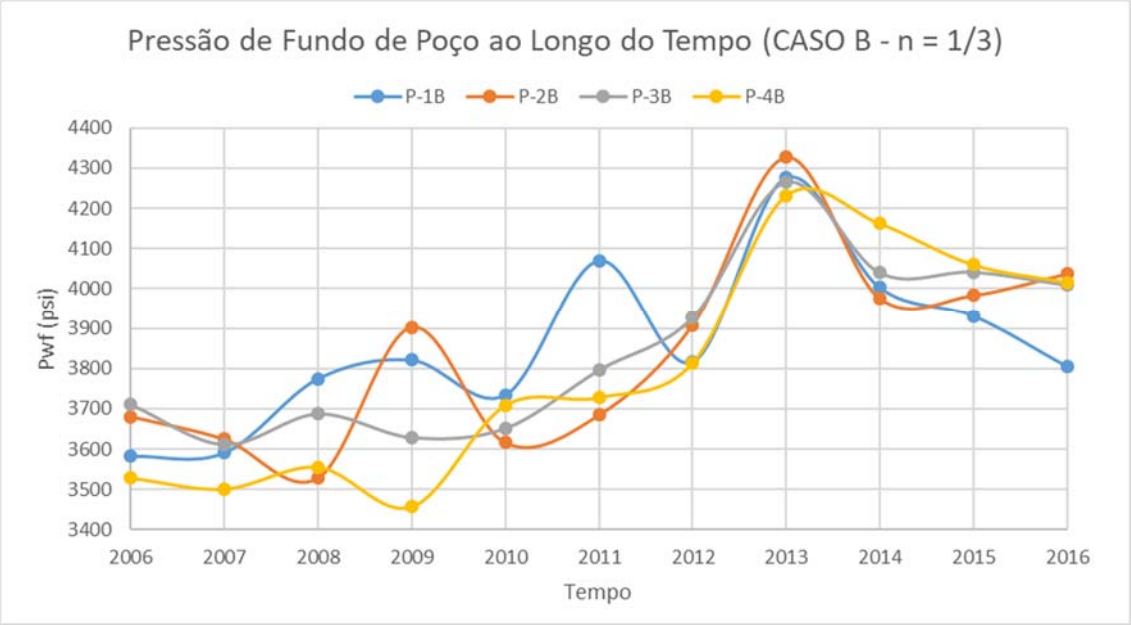

Figura 6.59 – Pressão de Fundo de Poço dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2.

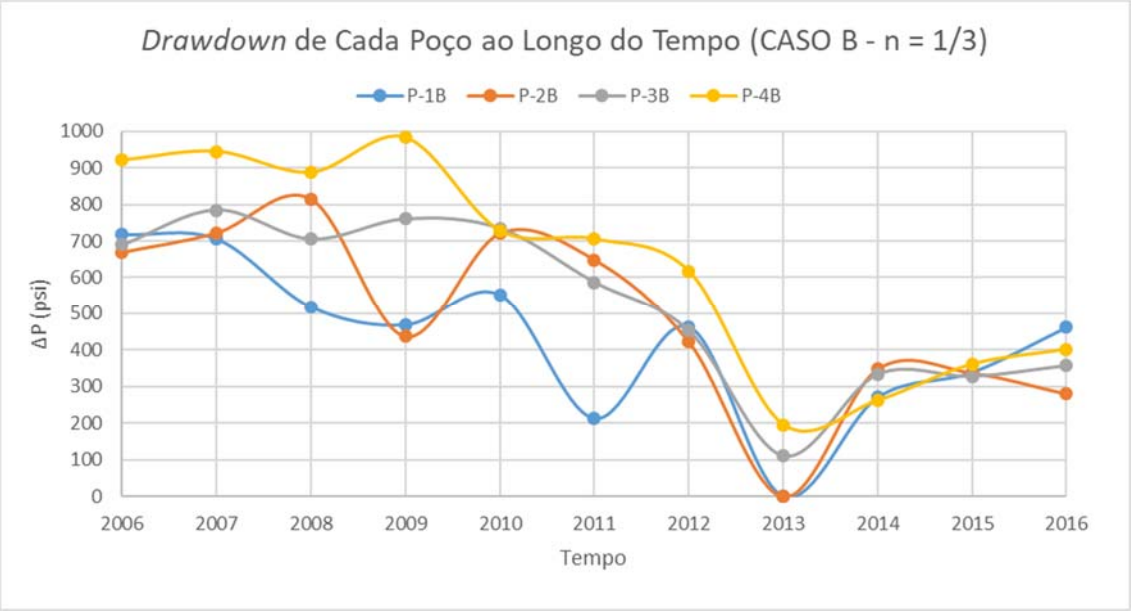

Figura 6.60 – *Drawdown* dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2.

O gráfico da Figura 6.61 e Tabela 6.55 mostram a análise entre o custo de linha obtido no ponto de menor custo de linha e nos pontos de máxima vazão para cada ano, observa-se que em geral a diferença percentual oscilou entre 2,25%. Nos anos de 2008, 2010, 2011 e 2013 houve diferença percentual menor que 0,2%, porém nos anos de 2009 e 2013 a diferença foi maior ou igual a 4%. Resultados muito similares ao caso 6.5.

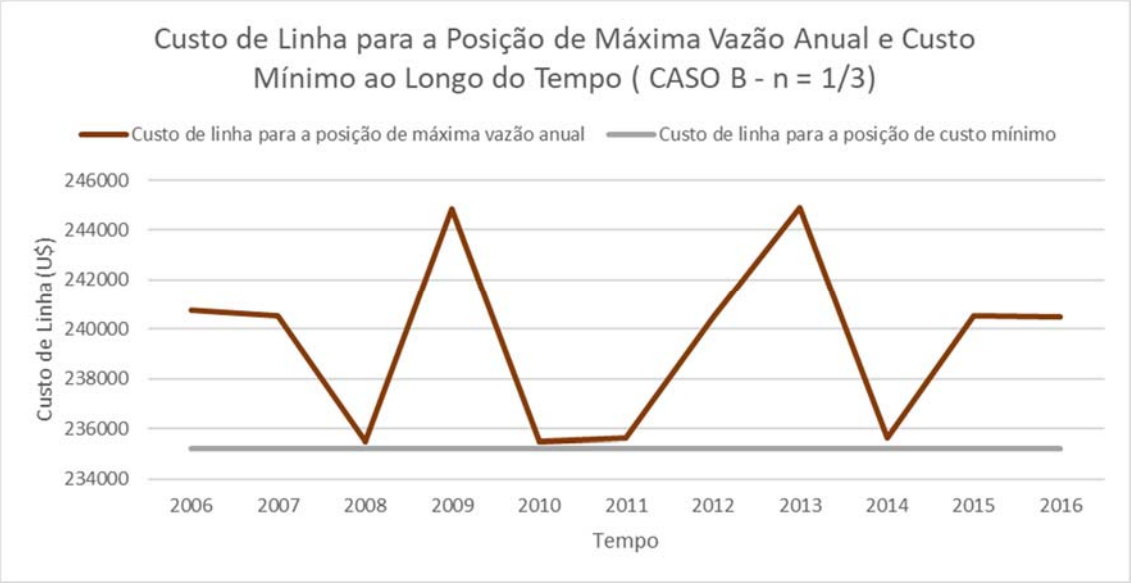

Figura 6.61 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso B e hipótese 2.

Tabela 6.55 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 2.

	Custo de Linha para a Posição de Máxima Vazão (US$)	Custo de Linha para a Posição de Mínimo Custo de Linha (US$)	Diferença Percentual
2006	240.761,19	235.223,85	2,35%
2007	240.544,10	235.223,85	2,26%
2008	235.502,63	235.223,85	0,12%
2009	244.838,27	235.223,85	4,09%
2010	235.502,63	235.223,85	0,12%
2011	235.621,68	235.223,85	0,17%
2012	240.509,08	235.223,85	2,25%
2013	244.908,30	235.223,85	4,12%
2014	235.635,69	235.223,85	0,18%
2015	240.544,10	235.223,85	2,26%
2016	240.467,07	235.223,85	2,23%

A Figura 6.62 compara de vazão instantânea de óleo caso posicionado o *manifold* na máxima vazão de óleo instantânea em comparação a posição no menor custo de linha em considerando cada valor de parâmetro de escoamento em cada ano. Observa-se que conforme era previsto a vazão cai ao longo dos anos, sendo a produção do ano de 2013 muito baixa devido ao fechamento de dois dos quatro poços.

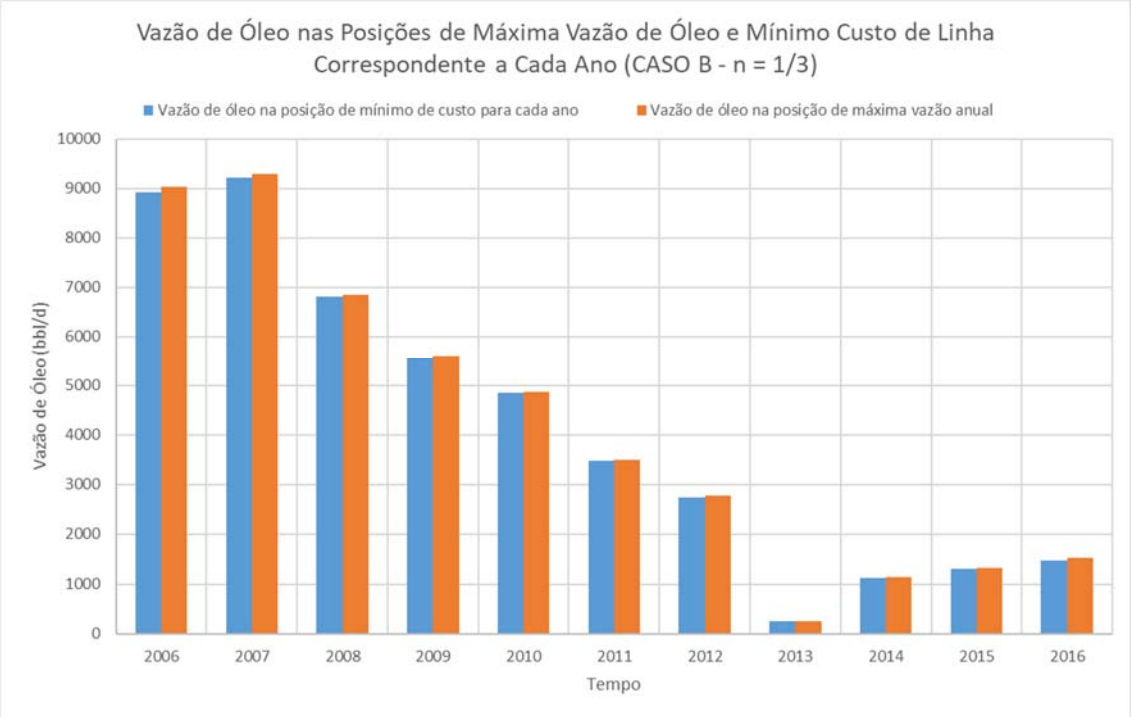

Figura 6.62 – Gráfico de comparação entre a vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso B e hipótese 2.

A Tabela 6.56, mostra que posicionar o *manifold* na posição de máxima vazão representa ganho em torno de 0,87% na vazão de óleo diária. No ano de 2016, posicionar no ponto de maior vazão representa ganho de mais de 2% na vazão, maior diferença percentual, o que representa 276,59 bbl/dia de vazão diária de óleo, e mínima de 0,34%, que representa 103,72 bbl/dia de vazão diária de óleo.

Tabela 6.56 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 2.

	Vazão para a Posição de máxima vazão (bbl/d)	Vazão para a Posição de mínimo custo de linha (bbl/d)	Diferença (bbl/d)	Diferença Percentual (%)
2006	56.822,17	56.115,86	706,32	1,26%
2007	58.451,39	57.963,79	487,59	0,84%
2008	43.074,76	42.854,95	219,81	0,51%
2009	35.249,60	34.946,68	302,93	0,87%
2010	30.596,35	30.492,63	103,72	0,34%
2011	21.931,79	21.830,58	101,21	0,46%
2012	17.492,45	17.259,57	232,88	1,35%
2013	1.640,90	1.626,06	14,84	0,91%
2014	7.140,86	7.110,73	30,13	0,42%
2015	8.385,49	8.276,47	109,03	1,32%
2016	9.584,33	9.307,74	276,59	2,97%

6.6.2 Análise do posicionamento para produção acumulada

Em seguida, outro estudo é realizado desta vez considerando a produção acumulada do campo, ou seja, o somatório da vazão de óleo em cada ponto de busca i ao longo de todos os anos j conforme a Equação (4.89).

A Figura 6.63 e a Tabela 6.57 mostra os cinco melhores pontos de produção acumulada em escala de cores, os pontos de maior vazão instantânea de óleo analisados no item 6.5.1, o centroide dos resultados obtidos para o posicionamento do *manifold* na máxima vazão de óleo de cada ano e o centroide dos poços. Analisando os resultados da subseção 6.6.1, conclui-se que posicionar o *manifold* próximo ao poço P-1B em quatro dos 11 anos fornece a melhor vazão de poços e que a vazão de óleo em muitos anos para esse poço passa a ser maior que no caso 6.5. Isso resulta que todas as cinco melhores posições deixam de estar distribuídas entre o centroide e o poço P-1B e passam a concentrar-se mais na região mais próxima a este poço e inclusive a melhor posição se desloca mais em direção ao poço.

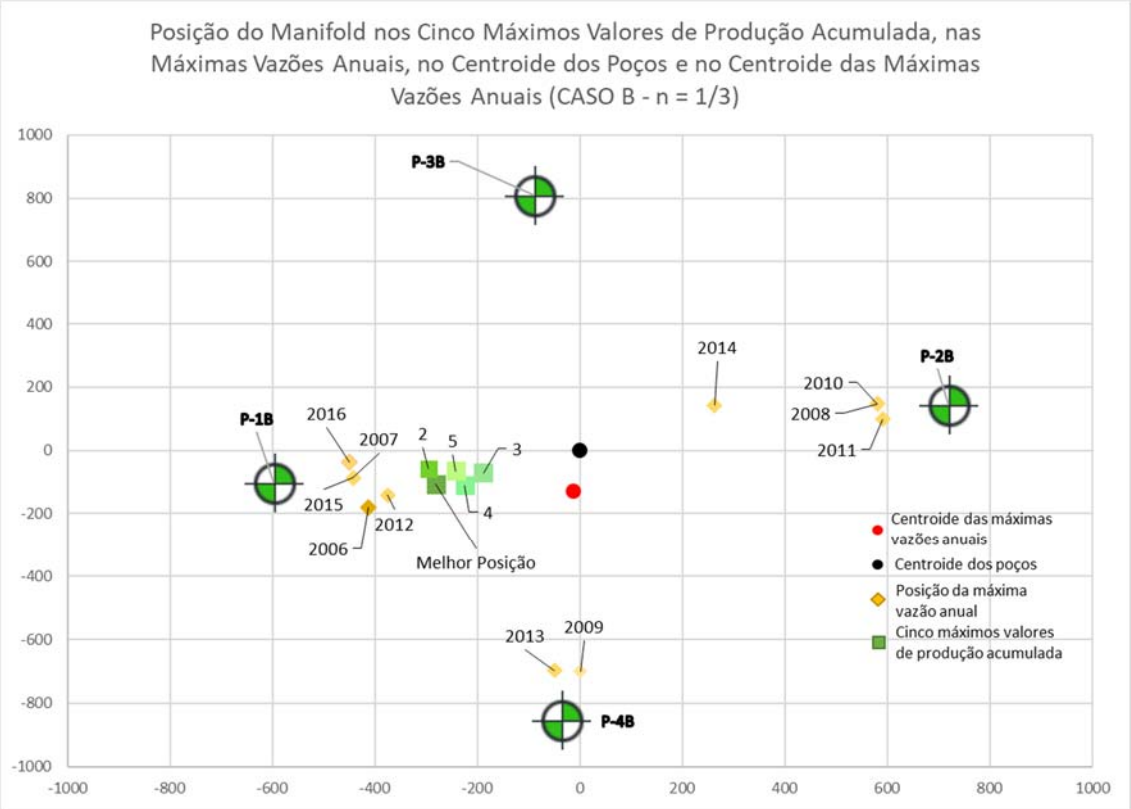

Figura 6.63 – Gráfico das cinco melhores posições de melhor produção acumulada, das posições de máxima vazão anual, centroide dos poços e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso B e hipótese 2.

A Figura 6.63 e a Tabela 6.57 mostram o centroide da melhor posição do *manifold* para cada ano de produção. É possível perceber que a localização que fornece maior produção acumulada no *manifold* não é o centroide das posições de cada ano. Entre a melhor posição em produção acumulada e esse centroide existe afastamento de 267,40 metros maior que no caso 6.5.

Tabela 6.57 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso B e hipótese 1.

Ranking das Posições	Posição do *Manifold* (N,E)
1ª	(-122, 86)
2ª	(-144, 42)
3ª	(-98, -21)
4ª	(-150, -7)
5ª	(-28, 96)
Centroide das posições de máxima vazão anual	(-127, -14)

A Tabela 6.58 e a Figura 6.64 mostram a produção acumulada do *manifold* se fosse situado na posição de melhor vazão instantânea de cada ano, na posição de custo mínimo de linha e na posição de máxima produção acumulada ($Q_{AcumMax}$), o custo de linha correspondente a todas essas posições e a diferença de custo e de produção acumulada entre posicionar nessas posições referidas comparado a posição de menor custo de linha.

Na posição de maior produção acumulada, o *manifold* produziu 105,602 milhões de barris de óleo, 4,63 milhões de barris de óleo maior que no caso 6.5. Em relação a posição de menor custo de linha, a diferença de produção de óleo entre a posição de máxima produção acumulada é de 663.972,23 barris de óleo e a diferença no custo de linha de 2,1%. Em seis dos onze anos, situar nas demais posições relativas a máxima vazão gera diferença na ordem de 2%. No entanto, posicionar o *maifold* no local de máxima vazão anual em 2009 e 2013, a diferença em custo de linha é maior que 4%, além de produzir menor vazão acumulada que as demais posições. Comparando com os resultados obtidos no caso 6.5, a diferença comparando com o menor custo de linha foi menor em termos de produção acumulada e maior em termos de custo de linha. As posições mais desvantajosas são posicionar no equivalente a posição de máxima vazão em 2009 e 2013.

Tabela 6.58 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e diferença entre ambos ao longo do tempo para o caso B e hipótese 2.

	Dados do Gráfico		Diferença entre Posição no Custo de Linha Mínimo e Demais Posicionamentos	
Dado	**Produção Acumulada (bbl)**	**Custo de Linha (U$)**	**Produção Acumulada (bbl)**	**Diferença Percentual no Custo de Linha**
2006	105.602.927,89	240.761,19	561.380,36	2,35%
2007	105.627.448,00	240.544,10	585.900,47	2,26%
2008	105.294.932,50	235.502,63	253.384,96	0,12%
2009	105.124.827,75	244.838,27	83.280,22	4,09%
2010	105.294.932,50	235.502,63	253.384,96	0,12%
2011	105.295.573,61	235.621,68	254.026,08	0,17%
2012	105.640.757,15	240.509,08	599.209,61	2,25%
2013	105.125.627,74	244.908,30	84.080,21	4,12%
2014	105.444.130,54	235.635,69	402.583,01	0,18%
2015	105.627.448,00	240.544,10	585.900,47	2,26%
2016	105.635.288,99	240.467,07	593.741,46	2,23%
C_{min}	105.041.547,53	235.223,85	-	-
$Q_{AcumMax}$	105.705.519,77	240.165,94	663.972,23	2,10%

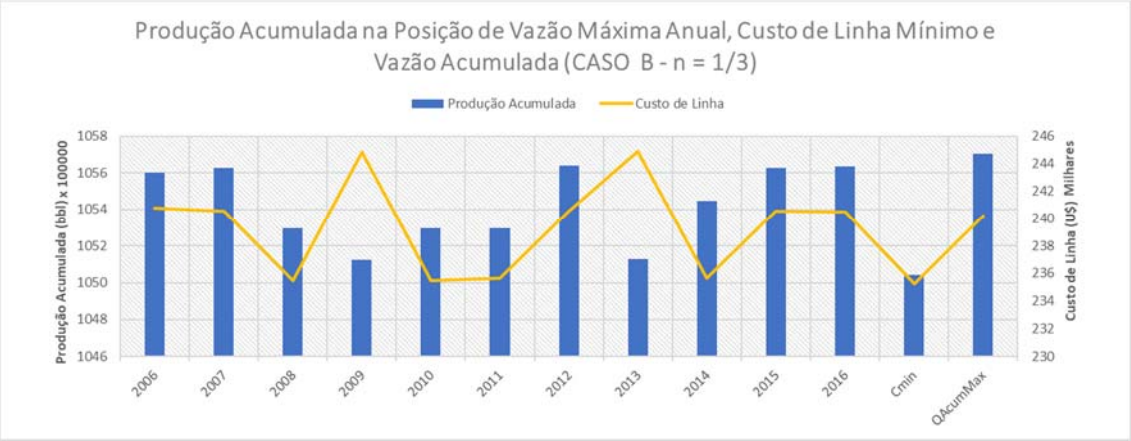

Figura 6.64 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso B e hipótese 2.

6.7 Análise do Caso B Considerando a Hipótese 3

Este estudo de caso analisa a produção dos poços ao longo de 11 anos. Todos os valores iniciais de índice de produtividade e pressão estática são os mesmos da seção 6.5 e 6.6, porém a curva considerada para esses dois parâmetros será uma reta de inclinação negativa cujo o tangente do ângulo é 1/2, como mostra a Figura 6.65 e a Tabela 6.59. O objetivo desse estudo é observar apenas o impacto na mudança de inclinação da reta sendo a inclinação dessa reta intermediária entre o caso 6.5 e o caso 6.6. O poço P-1B é o de maior índice de produtividade e o poço P-4B é o menor índice de produtividade.

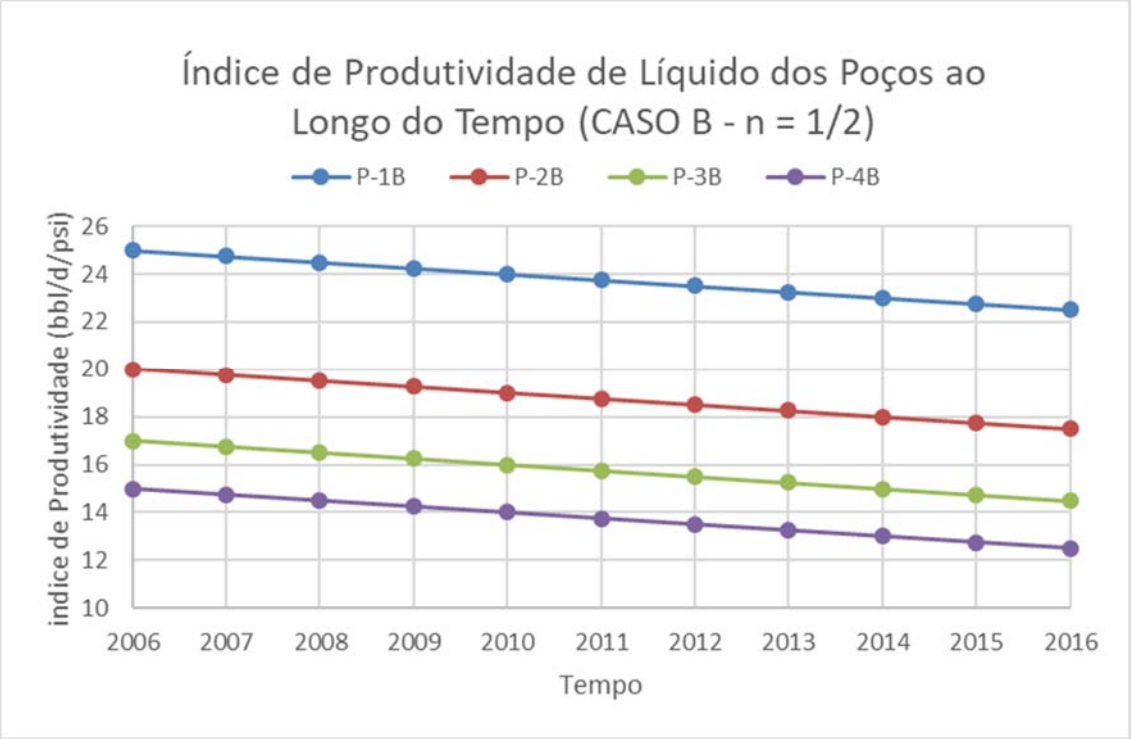

Figura 6.65 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3.

Tabela 6.59 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3.

IP LIQ. / Tempo	P-1B (bbl/d/psi)	P-2B (bbl/d/psi)	P-3B (bbl/d/psi)	P-4B (bbl/d/psi)
2006	25,00	20,00	17,00	15,00
2007	24,75	19,75	16,75	14,75
2008	24,50	19,50	16,50	14,50
2009	24,25	19,25	16,25	14,25
2010	24,00	19,00	16,00	14,00
2011	23,75	18,75	15,75	13,75
2012	23,50	18,50	15,50	13,50
2013	23,25	18,25	15,25	13,25
2014	23,00	18,00	15,00	13,00
2015	22,75	17,75	14,75	12,75
2016	22,50	17,50	14,50	12,50

A Figura 6.66 e a Tabela 6.60 apontam que o reservatório de maior pressão estática é do poço P-4B e de menor pressão estática é do poço P-1B.

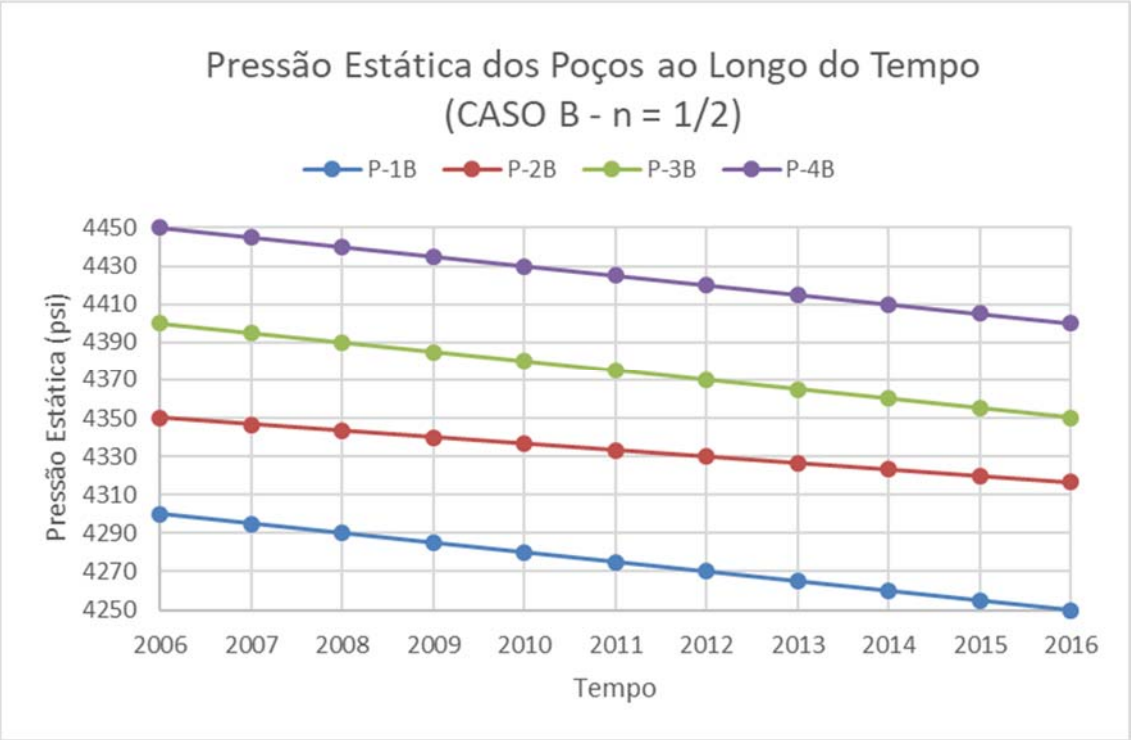

Figura 6.66 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3.

Tabela 6.60 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3

$P_{estática}$ / Tempo	P-1B (psi)	P-2B (psi)	P-3B (psi)	P-4B (psi)
2006	4300,00	4350,00	4400,00	4450,00
2007	4295,00	4345,00	4395,00	4445,00
2008	4290,00	4340,00	4390,00	4440,00
2009	4285,00	4335,00	4385,00	4435,00
2010	4280,00	4330,00	4380,00	4430,00
2011	4275,00	4325,00	4375,00	4425,00
2012	4270,00	4320,00	4370,00	4420,00
2013	4265,00	4315,00	4365,00	4415,00
2014	4260,00	4310,00	4360,00	4410,00
2015	4255,00	4305,00	4355,00	4405,00
2016	4250,00	4300,00	4350,00	4400,00

6.7.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo

A Figura 6.67 e a Tabela 6.61 mostram a melhor posição do *manifold* onde há maior vazão de óleo para cada ano de acordo com as propriedades do fluido para aquele ano. Observa-se que apenas a mudança na inclinação da reta não segue comportamento proporcional a mudança de inclinação. Em 2008, para a reta de maior inclinação (2/3) e menor inclinação (1/3) a posição não se altera, porém na de inclinação intermediária (1/2) se afasta aproximadamente 10 metros do poço P-2B. O mesmo ocorre em 2009, onde para a menor e maior inclinação o *manifold* se posiciona mais próximo de P-4B, porém na inclinação intermediária se afasta aproximadamente 7 metros do poço.

Em outros anos, a inclinação mais abrupta e a intermediária coincidem na posição do *manifold*. Este fato ocorre no ano de 2011 enquanto que na inclinação mais suave 10 metros do poço P-2B e 50 metros do poço P-4B. Sucede também no ano de 2012, ao mesmo tempo que para a menor inclinação há afastamento de 15 metros para P-1B e 50 metros em direção a P-4B. Ainda existem anos em que a inclinação intermediária e a mais suave coincidem em posição do *manifold*. Isso se passa no ano de 2015, quando enquanto estas estão na mesma posição e na maior inclinação, o *manifold* se localiza mais próximo do centroide cerca de 360 metros e próximo a P-3B próximo a 375 metros em relação aos outros casos. Sucede também em 2016, ao mesmo tempo no caso da reta mais inclinada

está mais afastado do poço P-1B, na intermediária e menos inclinada aproxima-se 7 metros desse poço.

Alguns anos, nota-se comportamentos mais proporcionais, como por exemplo, em 2007, que o *manifold* localiza-se mais afastado do poço P-1B na inclinação mais acentuada, na intermediária se aproxima próximo de 32 metros e na mais suave se aproxima mais 92 metros apesar de oscilar entre o afastamentos e aproximações do poço P-3B.

Nos demais anos, o comportamento de cada ano é bastante diverso. Em 2010, enquanto que na maior inclinação está entre o centroide e o poço P-2B, na intermediária se aproxima bastante a P-2B e na menos inclinada volta a afastar-se em direção ao centroide ainda que próximo a P-2B. Em 2013, na maior inclinação está próximo ao poço P-4B. Na intermediária se afasta 300 metros de P-4B e na inclinação menor volta a se aproximar mais 50 metros do poço. Finalmente em 2014, a localizações são opostas. Enquanto na mais inclinada situou-se exatamente no centroide, na intermediária se localizou entre P-1B e P-4B e na menos inclinada entre o centroide, o poço P-3B e P-2B.

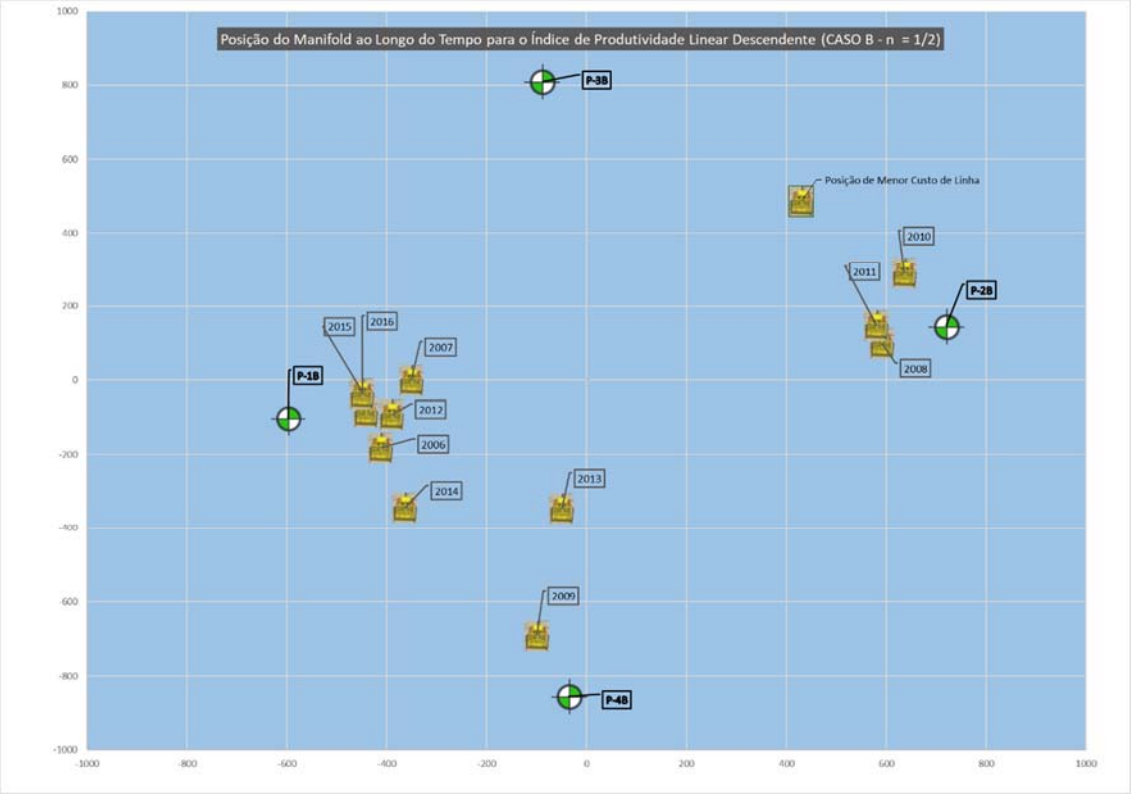

Figura 6.67 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3.

Tabela 6.61 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso B e hipótese 3.

Ano	Posição do *Manifold* (N,E)
2006	(-182, -412)
2007	(-1, -350, -1)
2008	(99, 591)
2009	(-699, -99)
2010	(290, 636)
2011	(148, 581)
2012	(-93, -390)
2013	(-347, -50)
2014	(-86, -363)
2015	(-86, -442)
2016	(-37, -449)

A Tabela 6.62, a Tabela 6.63 e os gráficos da Figura 6.68, da Figura 6.69 e da Figura 6.70 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo e o *drawdown* para a posição de melhor vazão instantânea a cada ano. Correlacionando com a Figura 6.67 e comparando com os casos 6.5 e 6.6 observa-se alguns comportamentos em relação ao posicionamento.

Este valor de inclinação (1/2), conforme já mencionado, é intermediário ao casos 6.5 e 6.6, porém apesar da pressão estática e índice de produtividade serem maiores que no caso 6.5 e menor que o caso 6.6, os valores de vazão de óleo, pressão de fundo de poço e *drawdown* não variam linearmente conforme a angulação da inclinação ocasionando a mudança em um possível padrão de direcionamento do *manifold* para um determinado ano.

Em 2007, por exemplo, a vazão de óleo no poço P-1B aumenta à medida que a inclinação diminui, enquanto que a pressão de fundo se altera em menos que 1 psi e o *drawdown* aumenta do segundo para o terceiro caso. Isso resulta na aproximação do *manifold* conforme a inclinação. No entanto, todos os demais poços sofrem aumento seguido de queda na vazão de óleo e no *drawdown* fazendo que para que o deslocamento vertical do *manifold* visando buscar a vazão máxima de equilíbrio no mesmo oscile. Já em 2008, a vazão aumenta conforme aumenta a inclinação da reta para todos os poços, a pressão de fundo de poço aumenta para todos os poços e se mantém constante e o *drawdown* diminui em torno de 2 a 3 psi para cada poço. Uma possibilidade é que a pesar da pressão ter mantido a mesma a vazão aumentou, fazendo com que o regime de

escoamento mude em alguma das *flowlines* e gerando diferenças para este caso e o caso 6.6.

Nos demais anos, processos similares aos mencionados acontecem. No entanto, merece consideração especial o ano de 2013 e 2014. Em 2013, para nenhuma das inclinações os poços P-1B e P-2B conseguem produzir óleo e por isso são fechados. A vazão máxima encontra no local que proporcione maior vazão para o poço P-3B e P-4B, onde a mudança ocorre similar ao ano de 2007, a vazão no poço P-7 se mantém à medida que se aumenta a inclinação, porém a de P-4B aumenta, como já mencionado no caso 6.5, possivelmente devido ao maior *drawdown*, o aumento na vazão de óleo da inclinação 2/3 para 1/2 e o aumento do *drawdown* podem haver ocasionado mudança no padrão de escoamento, que ao passar para o terceiro caso, nova mudança no gradiente de pressão entre o *manifold* e o *flowline* do poço P-4B fazendo com que se aproxime novamente de P-4B.

Finalmente, outro ano interessante se abordar é o ano de 2014. Neste ano, para a primeira inclinação o poço P-3B e P-4B não produzem, porém na inclinação ½ já são capazes de produzir. A produção é muito baixa o que indica que nem o índice de produtividade nem a pressão estática dada é suficiente para produzir quantidades significativas de óleo. Já para inclinação 1/3 a produção já alcança vazões melhores indicando que neste ano a variação do IP e pressão estática são fundamentais para a melhor produção. Este ano é caracterizado pela maior vazão de gás no poço P-3B e maiores vazões de água nos poços P-3B e P-4B, justamente os poços que não produziram no caso 6.5. Interessante notar que os resultados são bem afastados entre si, e que neste caso a localização visa diminuir as perdas de carga com o comprimento do *flowline* para que o poço P-4B produza em um balanço entre a proximidade do poço mais produtor P-1B e o menos produtor P-4B.

Tabela 6.62 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1B e P-2B ao longo do tempo para o caso B e para a hipótese 3

	P-1B			P-2B		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	17.953,41	3.581,864	718,136	13.355,74	3.680,875	669,125
2007	17.377,62	3.580,946	716,656	14.326,72	3.614,732	732,871
2008	8.273,25	3.765,65	531,305	12.596,84	3.513,131	833,824
2009	4.794,29	3.807,853	488,713	6.368,26	3.895,354	451,212
2010	5.576,20	3.727,293	568,994	10.437,79	3.603,909	742,377
2011	1.452,74	4.069,726	226,342	8.618,00	3.668,406	677,662
2012	6.186,39	3.813,292	482,597	3.557,01	3.905,264	440,625
2013	0,00	4.216,919	78,818	0,00	4.174,773	170,965
2014	613,53	4.008,356	287,250	1.072,49	3.972,508	373,097
2015	3.099,33	3.936,536	358,953	2.227,48	3.983,033	362,456
2016	4.877,21	3.807,681	487,704	1.300,54	4.048,319	297,066

Tabela 6.63 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3B e P-4B ao longo do tempo para o caso B e para a hipótese 3.

	P-3B			P-4B		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	11.720,01	3.710,588	689,412	13.793,02	3.528,622	921,378
2007	12.700,55	3.605,000	790,000	13.870,04	3.499,648	945,352
2008	9.061,07	3.685,954	704,046	12.824,62	3.549,578	890,422
2009	10.408,94	3.622,441	762,559	13.239,72	3.446,592	988,408
2010	7.572,71	3.640,477	739,523	6.518,71	3.702,465	727,535
2011	5.619,57	3.790,085	584,915	5.804,43	3.721,433	703,567
2012	2.996,16	3.909,761	460,239	4.215,07	3.807,790	612,210
2013	770,21	4.249,242	115,758	780,94	4.232,074	182,926
2014	51,78	4.346,988	13,012	32,70	4.396,988	13,012
2015	1.355,83	4.029,040	325,960	1.132,77	4.049,621	355,379
2016	1.559,55	3.993,266	356,734	1.288,94	3.998,773	401,227

Os gráficos da Figura 6.68, da Figura 6.69 e da Figura 6.70 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo de poço e *drawdown* para cada poço em cada ano. De forma geral, observou-se que ao longo do tempo a vazão de óleo diminui, a pressão de fundo de poço aumentou e o *drawdown* diminuiu, porém nos dois últimos anos há queda na pressão de fundo de poço e consequente aumento no *drawdown* e na vazão de óleo.

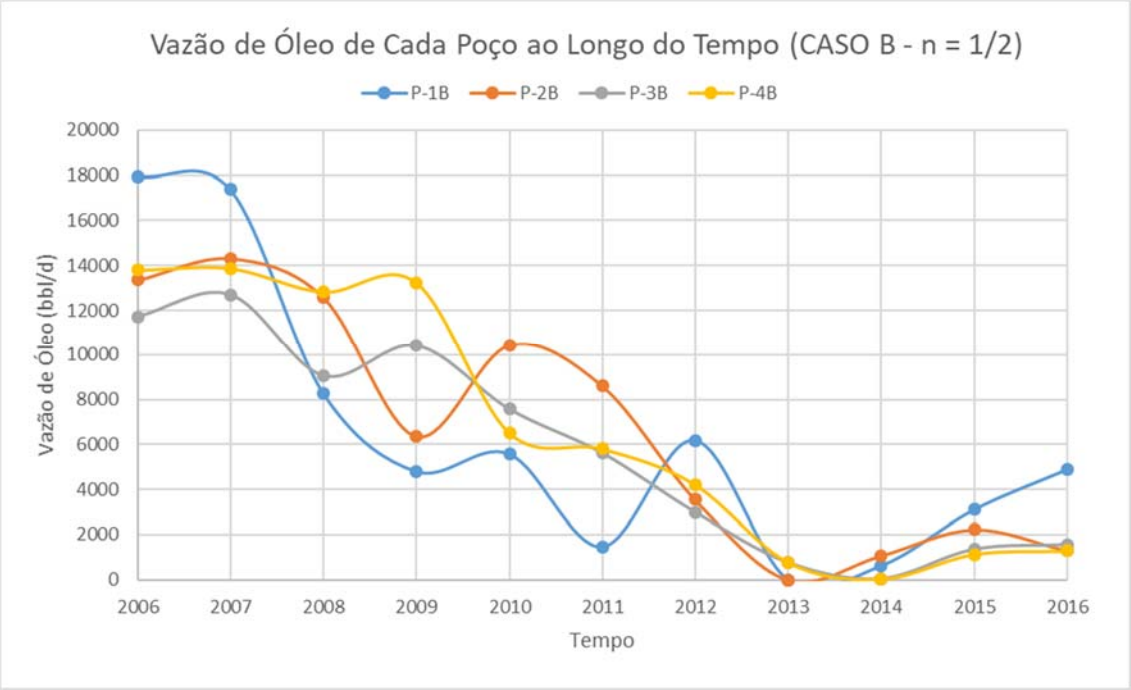

Figura 6.68 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3.

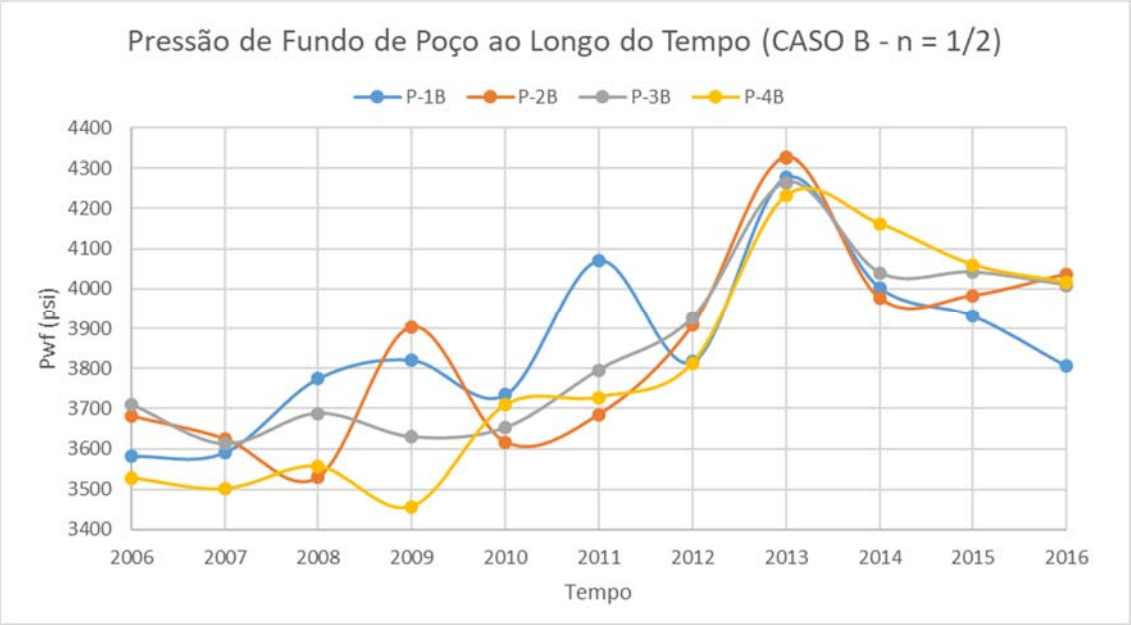

Figura 6.69 – Pressão de fundo de poço nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3.

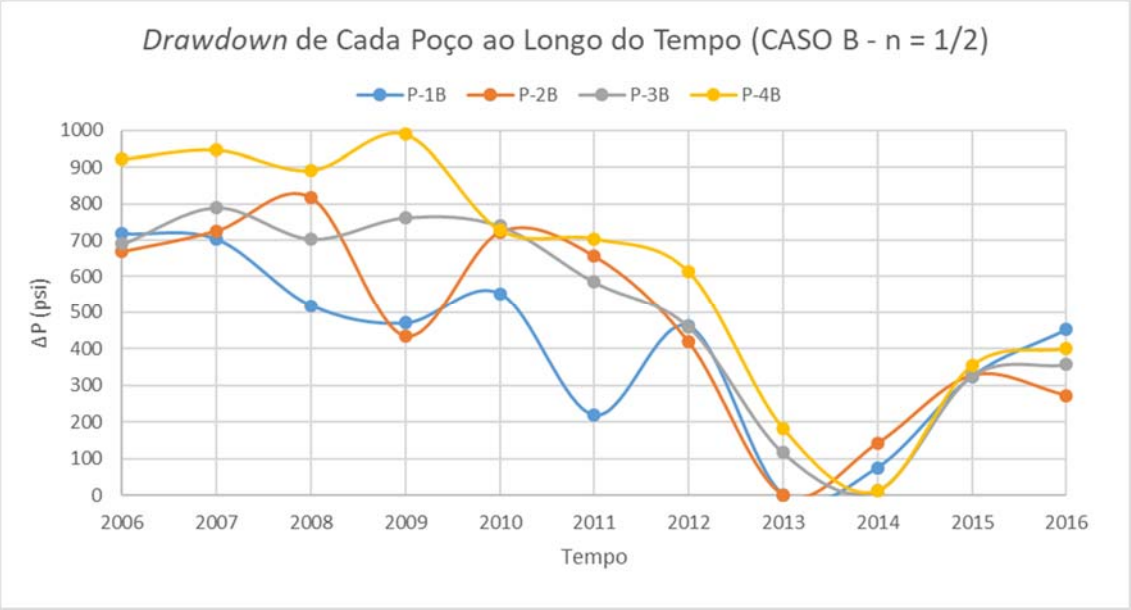

Figura 6.70 – *Drawdown* nos poços ao longo do tempo para o caso A e hipótese 3.

O gráfico da Figura 6.71 e a Tabela 6.64 mostram a análise entre o custo de linha obtido no ponto de menor custo de linha e nos pontos de máxima vazão para cada ano, observa-se que em geral a diferença percentual oscilou entre 2,21%. Nos anos de 2008, 2010 e 2011 houve diferença percentual menor que 0,2%, porém nos anos de 2009 a diferença foi maior ou igual a 4%. Resultados próximos aos dois primeiros casos 6.5 e 6.6.

Figura 6.71 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso B e hipótese 3.

Tabela 6.64 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 3.

	Custo de Linha para a Posição de Máxima Vazão (US$)	Custo de Linha para a Posição de Mínimo Custo de Linha (US$)	Diferença Percentual
2006	240.761,19	235.223,85	2,35%
2007	240.116,91	235.223,85	2,08%
2008	235.621,68	235.223,85	0,17%
2009	245.006,34	235.223,85	4,16%
2010	235.369,57	235.223,85	0,06%
2011	235.502,63	235.223,85	0,12%
2012	240.397,04	235.223,85	2,20%
2013	240.426,38	235.223,85	2,21%
2014	241.245,74	235.223,85	2,56%
2015	240.544,10	235.223,85	2,26%
2016	240.467,07	235.223,85	2,23%

A Figura 6.72 compara de vazão instantânea de óleo caso posicionado o *manifold* na máxima vazão de óleo instantânea em comparação a posição no menor custo de linha em considerando cada valor de parâmetro de escoamento em cada ano. Observa-se que conforme era previsto a vazão cai ao longo dos anos e apesar dos poços P-3B e P-4B produzirem devido à baixa vazão.

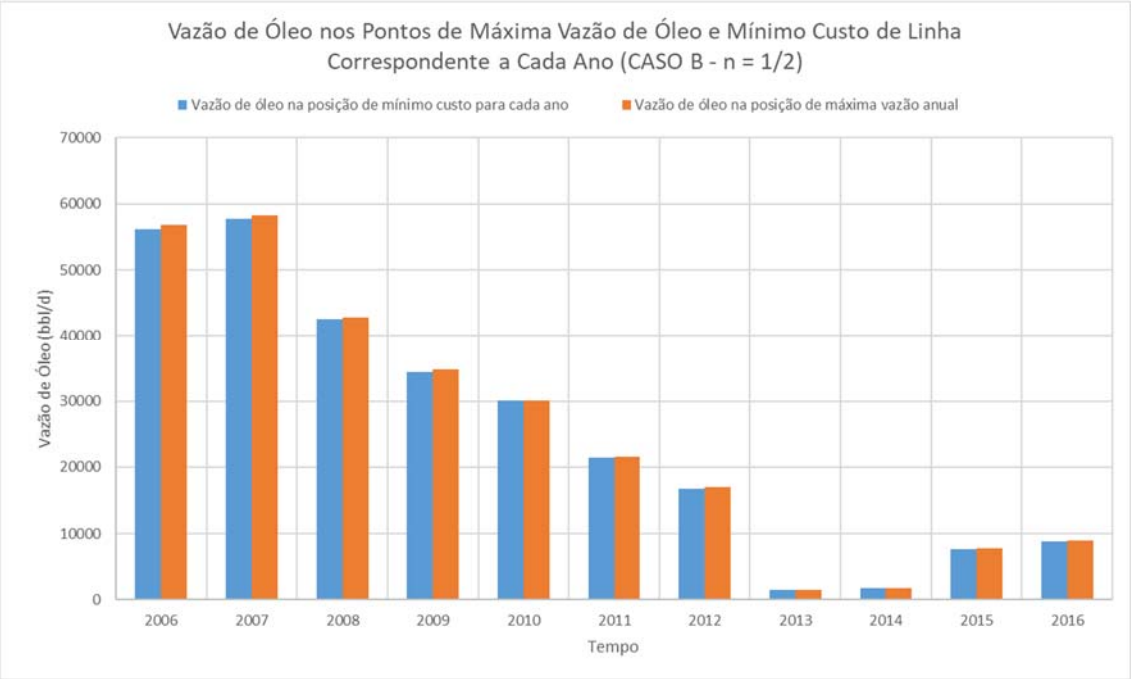

Figura 6.72 – Gráfico da vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso B e hipótese 3.

A Tabela 6.65, mostra que posicionar o *manifold* na posição de máxima vazão representa ganho em torno de 1,02% na vazão de óleo diária. No ano de 2014, posicionar no ponto de maior vazão representa ganho de mais de 3,84% na vazão, maior diferença percentual, o que representa 10,42 m³/dia de vazão diária de óleo, e mínima de 0,40%, que representa 0,974 m^3/dia de vazão diária de óleo.

Tabela 6.65 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 3.

	Vazão para a Posição de máxima vazão (bbl/d)	Vazão para a Posição de mínimo custo de linha (bbl/d)	Diferença (bbl/d)	Diferença Percentual (%)
2006	56.822,17	56.115,86	706,32	1,26%
2007	58.274,94	57.768,97	505,97	0,88%
2008	42.755,78	42.551,55	204,23	0,48%
2009	34.811,20	34.461,25	349,96	1,02%
2010	30.105,42	30.041,19	64,23	0,21%
2011	21.494,74	21.364,60	130,14	0,61%
2012	16.954,63	16.742,66	211,97	1,27%
2013	1.551,15	1.545,02	6,13	0,40%
2014	1.770,51	1.704,97	65,54	3,84%
2015	7.815,41	7.691,64	123,77	1,61%
2016	9.026,24	8.780,98	245,26	2,79%

6.7.2 Análise do posicionamento para produção acumulada

Em seguida, outro estudo é realizado desta vez considerando a produção acumulada do campo, ou seja, o somatório da vazão de óleo em cada ponto de busca i ao longo de todos os anos j conforme a Equação (4.89).

A Figura 6.73 e a Tabela 6.66 mostra os cinco melhores pontos de produção acumulada em escala de cores, os pontos de maior vazão instantânea de óleo analisados no item 6.7.1, o centroide dos resultados obtidos para o posicionamento do *manifold* na máxima vazão de óleo de cada ano e o centroide dos poços. Analisando os resultados da subseção 6.7.1, conclui-se que posicionar o *manifold* próximo ao poço P-1B em 7 dos 11 anos fornece a melhor vazão de poços e que a vazão de óleo em muitos anos para esse poço é maior quando o *manifold*. Observa-se que em relação ao caso 6.6, as melhores posições se aproximam mais do poço P-1B, porém isso não ocorre com a quinta posição que se aproxima mais do centroide da posição de máxima vazão para cada ano.

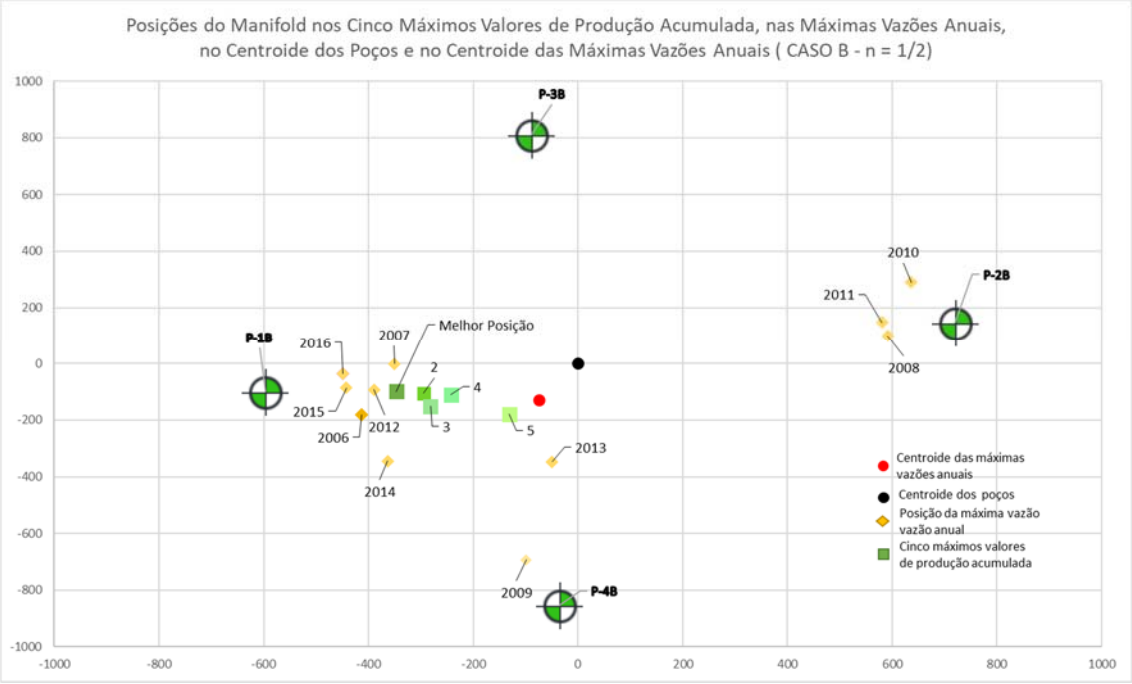

Figura 6.73 – Gráfico das cinco melhores posições de melhor produção acumulada, das posições de máxima vazão instantânea para cada ano, centroide dos poços e centroide das posições de máxima vazão para cada ano para o caso B e hipótese 3.

A Figura 6.73 e a Tabela 6.66 mostram o centroide da melhor posição do *manifold* para cada ano de produção. É possível perceber que a localização que fornece maior produção acumulada no *manifold* não é o centroide das posições de cada ano. Entre a melhor posição em produção acumulada e esse centroide existe afastamento de 274,56 metros maior que no caso 6.5 e 6.6.

Tabela 6.66 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso A e hipótese 3.

Ranking das Posições	Posição do *Manifold* (N,E)
1ª	(-100, -347)
2ª	(-106, -295)
3ª	(-151, -281)
4ª	(-111, -242)
5ª	(-179, -131)
Centroide das posições de máxima vazão anual	(-130, -74)

A Tabela 6.67 e a Figura 6.74 mostra a produção acumulada do *manifold* se fosse situado na posição de melhor vazão instantânea de cada ano, na posição de custo mínimo de linha e na posição de máxima produção acumulada ($Q_{AcumMax}$), o custo de linha correspondente a todas essas posições e a diferença de custo e de produção acumulada entre posicionar nessas posições referidas comparado a posição de menor custo de linha.

Na posição de maior produção acumulada, o *manifold* produziu 102.384.878,51 barris de óleo. Em relação a posição de menor custo de linha, a diferença de produção de óleo entre a posição de máxima produção acumulada é de 634.313,27 barris de óleo e a diferença percentual no 2,10% no custo de linha. Em 7 das 11 posições de máxima vazão anual a diferença percentual no custo de linha está em torno de 2%. Na posição de máxima vazão anual em 2010, a diferença de produção é menor que 100.000 barris de óleo. Localizar o *manifold* na posição relativa a maior vazão anual em 2009 é a mais desvantajosa em relação ao aumento na produção e aumento no custo de linha, pois aumenta 129.603,25 barris de óleo, porém causa uma diferença percentual em 4,16%. Comparando com os resultados obtidos no caso 6.6, os resultados são próximo de 2,3 milhões de barris de óleo maiores neste caso.

Tabela 6.67 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo para o caso B e hipótese 3.

	Dados do Gráfico		Diferença entre Posição no Custo de Linha Mínimo e Demais Posicionamentos	
Dado	**Produção Acumulada (bbl)**	**Custo de Linha (U$)**	**Produção Acumulada (bbl)**	**Diferença Percentual no Custo de Linha**
2006	102.303.500,04	240.761,19	552.934,79	2,35%
2007	102.356.453,74	240.116,91	605.888,49	2,08%
2008	101.980.272,89	235.621,68	229.707,64	0,17%
2009	101.880.168,50	245.006,34	129.603,25	4,16%
2010	101.838.296,59	235.369,57	87.731,34	0,06%
2011	101.974.110,57	235.502,63	223.545,32	0,12%
2012	102.317.844,45	240.397,04	567.279,20	2,20%
2013	102.243.267,14	240.426,38	492.701,90	2,21%
2014	102.168.451,08	241.245,74	417.885,83	2,56%
2015	102.318.883,14	240.544,10	568.317,89	2,26%
2016	102.326.229,63	240.467,07	575.664,38	2,23%
C_{min}	101.750.565,25	235.223,85	-	-
$Q_{AcumMax}$	102.384.878,51	240.172,94	634.313,27	2,10%

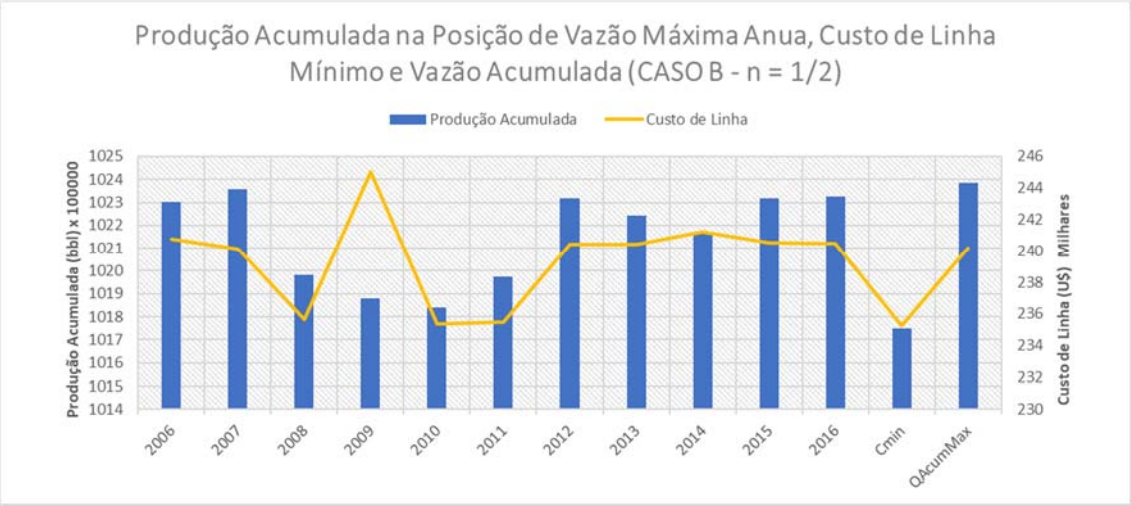

Figura 6.74 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso B e hipótese 3.

6.8 Análise do Caso B Considerando a Hipótese 4

Este estudo de caso analisa a produção dos poços ao longo de 11 anos. Todos os valores iniciais de índice de produtividade e pressão estática são os mesmos da seção 6.5 e 6.6, tal que a curva é logarítmica de acordo com as Equações (4.91) e (4.92) para todos os poços e valor inicial de índice de produtividade inicial diferente para cada poço como mostra a Figura 6.75 e a Tabela 6.68. A curva da Figura 6.75 e Tabela 6.68 são descritas pelas equações (4.91) e (4.92). O poço P-1B é o de maior índice de produtividade e o poço P-4B é o menor índice de produtividade.

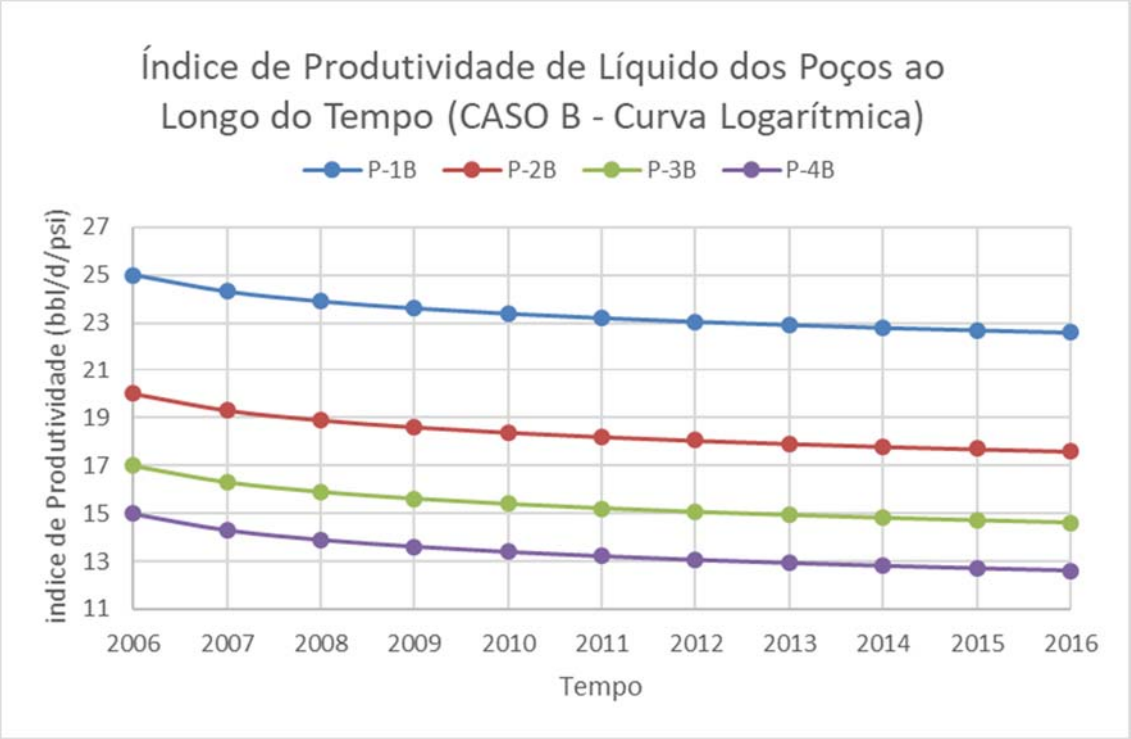

Figura 6.75 – Curva de índice de produção de líquido dos poços de ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4.

Tabela 6.68 – Tabela de índice de produtividade de líquido ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4.

IP LIQ. / Tempo	P-1B (bbl/d/psi)	P-2B (bbl/d/psi)	P-3B (bbl/d/psi)	P-4B (bbl/d/psi)
2006	25,00	20,00	17,00	15,00
2007	24,31	19,31	16,31	14,31
2008	23,90	18,90	15,90	13,90
2009	23,61	18,61	15,61	13,61
2010	23,39	18,39	15,39	13,39
2011	23,21	18,21	15,21	13,21
2012	23,05	18,05	15,05	13,05
2013	22,92	17,92	14,92	12,92
2014	22,80	17,80	14,80	12,80
2015	22,70	17,70	14,70	12,70
2016	22,60	17,60	14,60	12,60

A Figura e Tabela 6.69 apontam que o reservatório de maior pressão estática é do poço P-4B e de menor pressão estática é do poço P-1B.

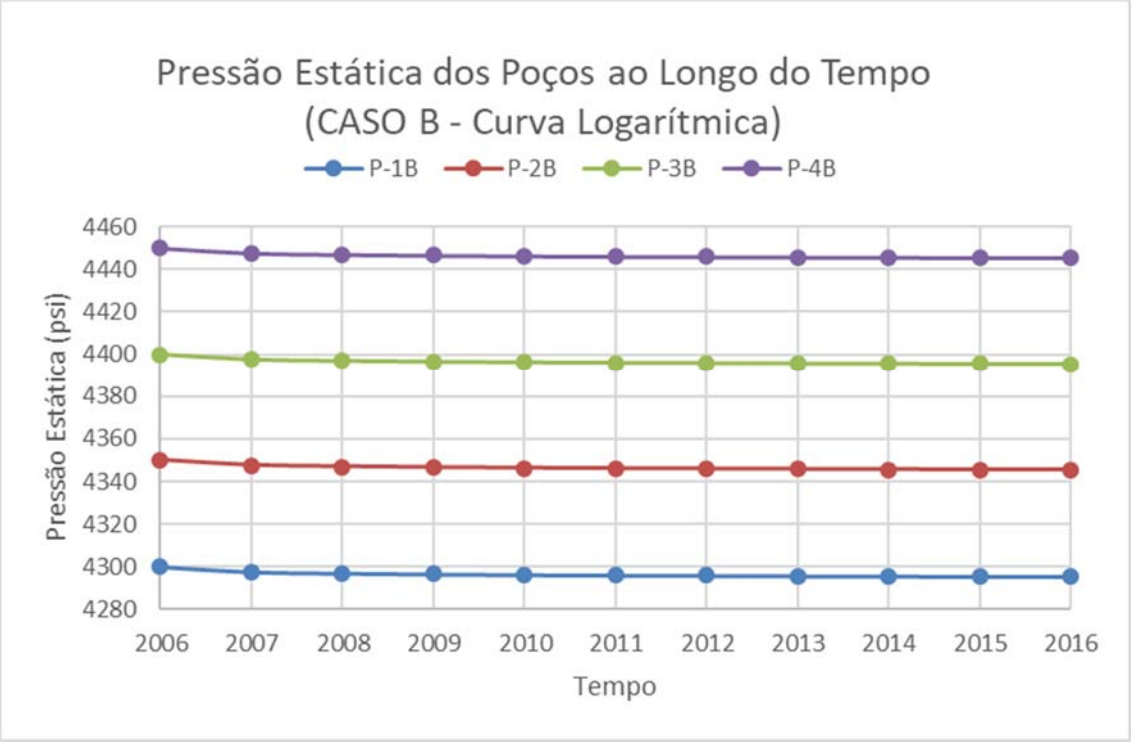

Figura 6.76 – Gráfico da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4.

Tabela 6.69 – Tabela da pressão estática dos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4.

$P_{estática}$ / Tempo	P-1B (psi)	P-2B (psi)	P-3B (psi)	P-4B (psi)
2006	4300,00	4350,00	4400,00	4450,00
2007	4297,60	4347,60	4397,60	4447,60
2008	4296,96	4346,96	4396,96	4446,96
2009	4296,57	4346,57	4396,57	4446,57
2010	4296,29	4346,29	4396,29	4446,29
2011	4296,07	4346,07	4396,07	4446,07
2012	4295,89	4345,89	4395,89	4445,89
2013	4295,74	4345,74	4395,74	4445,74
2014	4295,61	4345,61	4395,61	4445,61
2015	4295,49	4345,49	4395,49	4445,49
2016	4295,38	4345,38	4395,38	4445,38

6.8.1 Análise do posicionamento para máxima vazão instantânea de óleo ao longo do tempo

A Figura 6.77 e Tabela 6.70 mostram a melhor posição do *manifold* onde há maior vazão de óleo para cada ano de acordo com as propriedades do fluido para aquele ano.

Na curva logarítmica, em quase todos os anos o *manifold* se aproxima do poço de maior vazão de óleo, exceto para o ano de 2013 que como para os estudos 6.5, 6.6 e 6.7 se aproxima mais do poço P-4B. Em 2007 coincidiu com o caso de inclinação 1/3, em 2008 coincidiu com o caso de inclinação 1/3 e 2/3 e em 2010 coincidiu com o caso de inclinação 1/2. Na maior parte dos anos, o *manifold* se concentrou nos poços P-1B ou P-2B.

Figura 6.77 – Posição de máxima vazão anual e menor custo de linha do *manifold* ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4.

Tabela 6.70 – Posição do *manifold* para a máxima vazão em cada ano para o caso B e hipótese 4.

Ano	Posição do *Manifold* (N,E)
2006	(-182, -412)
2007	(-86, -442)
2008	(148, 581)
2009	(-399, -35)
2010	(290, 636)
2011	(99, 591)
2012	(-44, -398)
2013	(-783, -169)
2014	(49, 547)
2015	(-64, -242)
2016	(-86, -442)

A Tabela 6.71, Tabela 6.72, Figura 6.78, Figura 6.79 e Figura 6.80 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo e o *drawdown* para a posição de melhor vazão instantânea

a cada ano. Na curva logarítmica, os valores iniciais diminuem mais rápido no início e se mantém mais constantes ao final. Entre 2007 e 2011, o índice de produtividade e pressão estática são menores que nos três casos anteriores, porém em 2011 e 2014 ultrapassam a reta de maior inclinação (2/3) e em 2016 ultrapassa também a reta de inclinação (1/2). No entanto, essas flutuações não parecem impactar de maneira direta no resultado final da posição de maior vazão do *manifold*.

Conforme já mencionado, existem anos de produção que a mudança na curva de IP e pressão estática não variam na posição de máxima vazão do *manifold*. É o caso do ano de 2008, 2011, 2012 e 2016. Para todos os resultados o *manifold* se aproxima do poço de maior vazão de óleo. Em alguns anos, a curva logarítmica coincide com os demais casos, como é o caso de 2011 que coincidiu com a curva 1/3 ou 2016 que coincide com a curva 1/2.

Em outros casos, cada mudança na curva de IP e pressão estática altera significativamente a posição do *manifold* como é o caso de 2013 e 2014. Isso porque o sistema de poços recebe influxo de água grande o que dificulta ou impossibilita a produção de alguns poços e torna o equilíbrio da vazão no *manifold* muito sensível ao comprimento do trecho *flowline* do poço ao *manifold*. Em 2013, que foge ao padrão de localizar-se mais próximo do poço mais produtor, a razão gás-óleo do poço em que está mais próximo é a mais alta, quase o dobro das demais e quantidade de água em torno de 60%. Além disso, P-4B foi o poço de menor pressão de fundo de poço e maior *drawdown*, 93 psi maior que P-3B, 224 psi maior que P-2B e 316 psi maior que P-1B.

Tabela 6.71 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-1B e P-2B ao longo do tempo para o caso B e para a hipótese 4.

	P-1B			P-2B		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	17.953,41	3.581,864	718,136	13.355,74	3.680,875	669,125
2007	17.402,24	3.580,946	716,656	14.135,27	3.614,732	732,871
2008	8.254,30	3.765,65	531,305	12.450,74	3.513,131	833,824
2009	4.846,94	3.807,853	488,713	6.383,03	3.895,354	451,212
2010	5.589,81	3.727,293	568,994	10.376,08	3.603,909	742,377
2011	1.470,84	4.069,726	226,342	8.637,32	3.668,406	677,662
2012	6.340,61	3.813,292	482,597	3.659,34	3.905,264	440,625
2013	343,61	4.216,919	78,818	749,71	4.174,773	170,965
2014	2.322,01	4.008,356	287,250	2.797,02	3.972,508	373,097
2015	3.421,87	3.936,536	358,953	2.459,98	3.983,033	362,456
2016	5.280,08	3.807,681	487,704	1425,94	4.048,319	297,066

Tabela 6.72 – Vazão de óleo, pressão estática e *drawdown* dos poços P-3B e P-4B ao longo do tempo para o caso B e para a hipótese 4.

	P-3B			P-4B		
	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)	$Q_{ÓLEO}$ (bbl/d)	P_{WF} (psi)	ΔP (psi)
2006	11.720,01	3.710,588	689,412	13.793,02	3.528,622	921,378
2007	12.475,90	3.600,487	797,115	13.651,08	3.488,354	959,248
2008	8.931,10	3.676,884	720,071	12.529,51	3.539,562	907,393
2009	10.353,97	3.607,121	789,445	12.806,06	3.445,849	1.000,717
2010	7.497,37	3.635,129	761,157	6.405,32	3.698,871	747,415
2011	5.633,01	3.788,869	607,200	5.767,44	3.718,31	727,758
2012	3.058,82	3.912,106	483,783	4.233,50	3.809,997	635,892
2013	1.960,81	4.094,53	301,207	1.644,33	4.050,75	394,987
2014	1.395,96	4.040,143	355,462	702,39	4.161,786	283,820
2015	1.460,86	4.043,022	352,467	1.226,06	4.059,251	386,238
2016	1.696,26	4.010,093	385,292	1.396,40	4.014,23	431,155

Os gráficos da Figura 6.78, da Figura 6.79 e da Figura 6.80 mostram a vazão de óleo, pressão de fundo de poço e *drawdown* para cada poço em cada ano. De forma geral, observou-se que ao longo do tempo a vazão de óleo diminui, a pressão de fundo de poço aumentou e o *drawdown* diminuiu. Em geral as curvas para os quatro estudos de caso (6.6, 6.6, 6.7 e 6.8) apresentaram comportamentos semelhantes.

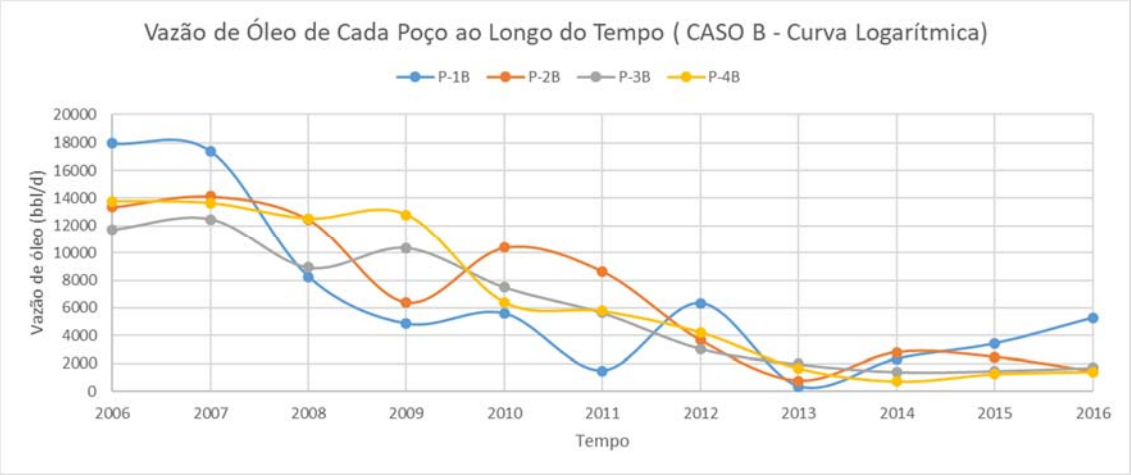

Figura 6.78 – Vazão de óleo nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4.

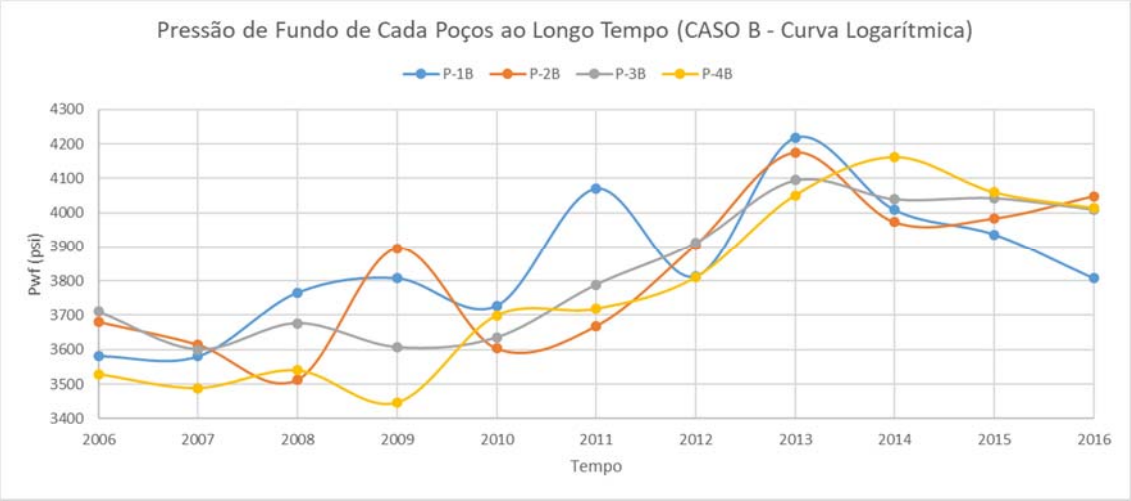

Figura 6.79 – Pressão de fundo de poço nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4.

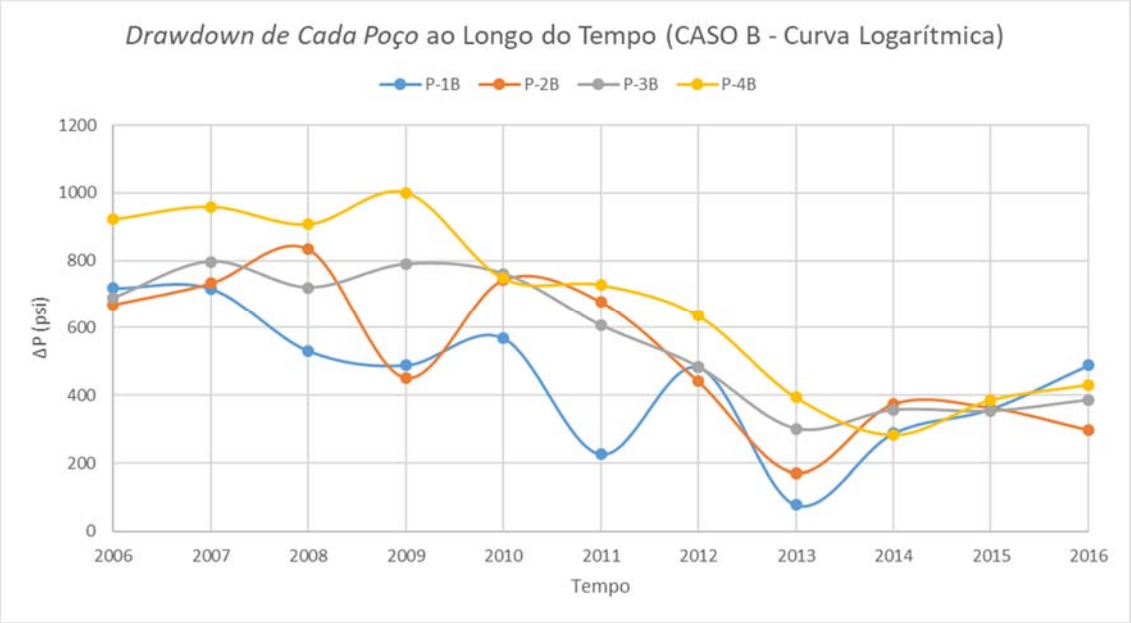

Figura 6.80 – *Drawdown* nos poços ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4.

O gráfico da Figura 6.81 e Tabela 6.73 mostram a análise entre o custo de linha obtido no ponto de menor custo de linha e nos pontos de máxima vazão para cada ano. Nos anos em que a melhor posição para vazão se situa próximo ao poço P-6, a diferença do custo de linha é mais baixa por estar mais próximo a posição do *manifold* de menor custo de linha. No entanto, quanto mais próximo do poço P-1B maior será a diferença de custo. Em geral a diferença oscilou em torno de 2,17%. Em 2010 a diferença é menor que 0,1%, porém em 2016 chega a 2,26%.

Figura 6.81 – Curva de custo de linha para cada posição de máxima vazão ao longo dos anos e para o custo mínimo de linha para o caso B e hipótese 4.

Tabela 6.73 – Tabela de custo de linha para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 4.

	Custo de Linha para a Posição de Máxima Vazão (US$)	Custo de Linha para a Posição de Mínimo Custo de Linha (US$)	Diferença Percentual
2006	240.761,19	235.223,85	2,35%
2007	240.544,10	235.223,85	2,26%
2008	235.502,63	235.223,85	0,12%
2009	240.615,47	235.223,85	2,29%
2010	235.369,57	235.223,85	0,06%
2011	235.621,68	235.223,85	0,17%
2012	240.320,00	235.223,85	2,17%
2013	248.630,88	235223,85	5,70%
2014	235.831,77	235.223,85	0,26%
2015	239.948,84	235.223,85	2,01%
2016	240.544,10	235.223,85	2,26%

A Figura 6.82 compara de vazão instantânea de óleo caso posicionado o *manifold* na máxima vazão de óleo instantânea em comparação a posição no menor custo de linha em considerando cada valor de parâmetro de escoamento em cada ano. Observa-se que conforme era previsto a vazão cai ao longo dos anos, sendo a produção do ano de 2013 muito baixa, ainda que nesse caso todos os poços produzem.

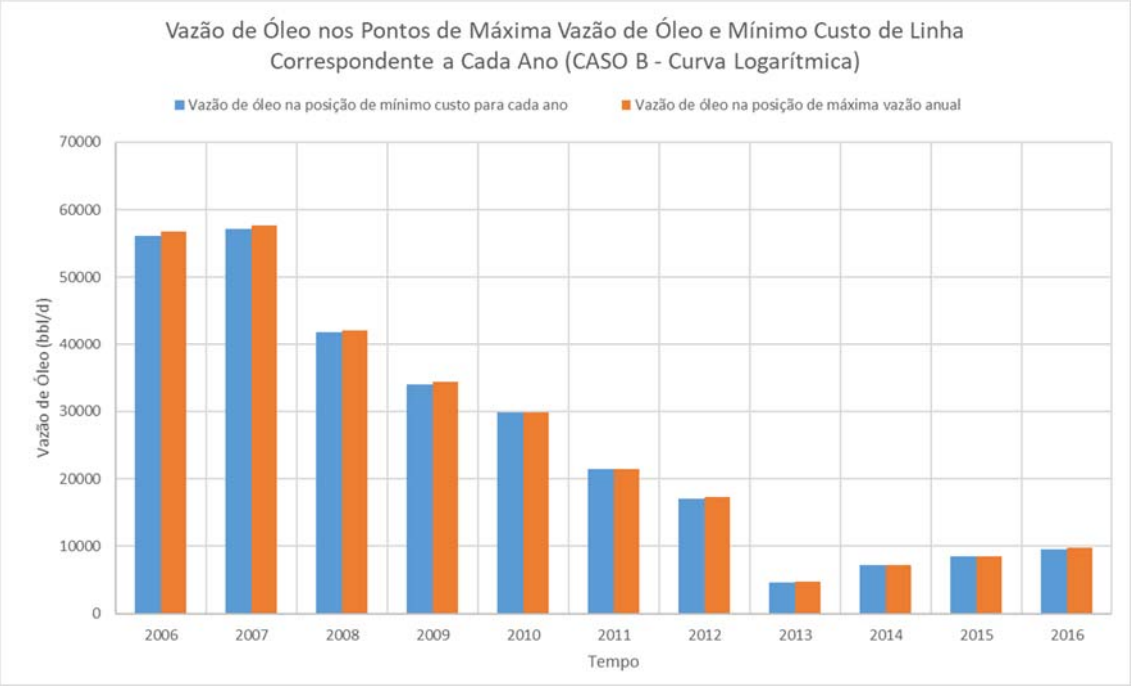

Figura 6.82 – Gráfico da vazão nas posições de máxima vazão de óleo e mínimo custo de linha para o caso B e hipótese 4.

A Tabela 6.74, mostra que posicionar o *manifold* na posição de máxima vazão representa ganho em torno de 0,90% na vazão de óleo diária. No ano de 2016, posicionar no ponto de maior vazão representa ganho de mais de 2% na vazão, maior diferença percentual, o que representa 273,23 bbl/dia de vazão diária de óleo, e mínima de 0,14%, que representa 41,87 bbl/dia de vazão diária de óleo.

Tabela 6.74 – Tabela de vazão para as posições de máxima vazão, mínimo custo de linha e a diferença entre eles para o caso B e hipótese 4.

	Vazão para a Posição de máxima vazão (bbl/d)	Vazão para a Posição de mínimo custo de linha (bbl/d)	Diferença (bbl/d)	Diferença Percentual (%)
2006	56.822,17	56.115,86	706,32	1,26%
2007	57.664,49	57.147,64	516,85	0,90%
2008	42.165,66	41.940,23	225,43	0,54%
2009	34.390,00	34.009,07	380,92	1,12%
2010	29.868,58	29.826,71	41,87	0,14%
2011	21.508,61	21.392,93	115,68	0,54%
2012	17.292,28	17.054,43	237,85	1,39%
2013	4.698,45	4.673,84	24,61	0,53%
2014	7.217,38	7.194,34	23,04	0,32%
2015	8.568,76	8.479,66	89,11	1,05%
2016	9.798,69	9.525,46	273,23	2,87%

6.8.2 Análise do posicionamento para produção acumulada

Em seguida, outro estudo é realizado desta vez considerando a produção acumulada do campo, ou seja, o somatório da vazão de óleo em cada ponto de busca i ao longo de todos os anos j conforme a Equação (4.89).

A Figura 6.83 e a Tabela 6.75 mostra os cinco melhores pontos de produção acumulada em escala de cores, os pontos de maior vazão instantânea de óleo analisados no item 6.8.1, o centroide dos resultados obtidos para o posicionamento do *manifold* na máxima vazão de óleo de cada ano e o centroide dos poços. Analisando os resultados da subseção 6.6.1, conclui-se que posicionar o *manifold* próximo ao poço P-1B em quatro dos 11 anos fornece a melhor vazão de poços e que a vazão de óleo em muitos anos para esse poço passa a ser maior que no caso 6.5. Isso resulta que todas as cinco melhores posições deixam de estar distribuídas entre o centroide e o poço P-1B e passam a concentrar-se mais na região mais próxima a este poço e inclusive a melhor posição se desloca mais em direção ao poço. Assim como o caso 6.7, em grande parte dos anos de produção observa-se que o poço P-1B e o mais produtor ou próximo ao de maior produção. Isso resulta que para todos os anos a região mais favorável a ser de maior produção acumulada é próxima a esse poço.

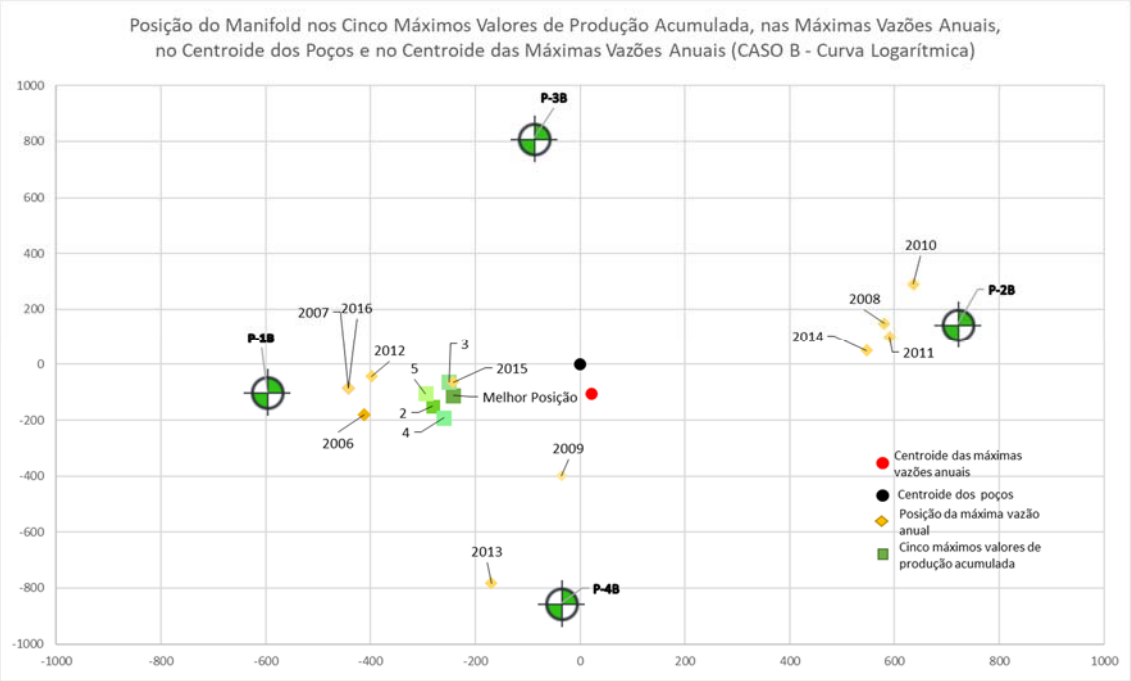

Figura 6.83 – Gráfico das posições de melhor produção acumulada e vazão instantânea para as posições de máxima vazão de cada ano e melhores produções acumuladas para o caso B e hipótese 4.

A Figura 6.83 e a Tabela 6.75 mostram o centroide da melhor posição do *manifold* para cada ano de produção. É possível perceber que mais uma vez a localização que fornece maior produção acumulada no *manifold* não é o centroide das posições de cada ano. Entre a melhor posição em produção acumulada e esse centroide existe afastamento de 264,27 metros menor que no caso 6.7.

Tabela 6.75 – Posição do *manifold* para os cinco maiores valores de produção acumulada, dados de escoamento constantes e centroide das posições de máxima vazão anual para o caso B e hipótese 4.

Ranking das Posições	Posição do *Manifold* (N, E)
1ª	(-111, -242)
2ª	(-151, -281)
3ª	(-64, -250)
4ª	(-192, -260)
5ª	(-106, -295)
Centroide das posições de máxima vazão anual	(-105, 22)

A Tabela 6.76 e o gráfico da Figura 6.84 mostra a produção acumulada do *manifold* se fosse situado na posição de melhor vazão instantânea de cada ano, na posição de custo mínimo de linha e na posição de máxima produção acumulada ($Q_{AcumMax}$), o custo de linha correspondente a todas essas posições e a diferença de custo e de produção acumulada entre posicionar nessas posições referidas comparado a posição de menor custo de linha.

Na posição de maior produção acumulada, o *manifold* produziu 105.499.564,27 barris de óleo. Em relação a posição de menor custo de linha, a diferença de produção de óleo entre a posição de máxima produção acumulada é de 613.109,01 barris de óleo e diferença no custo de linha de 2,01%. Em 6 das 11 posições de máxima vazão anual gera diferença na ordem de 2%. Na posição correspondende a maior vazão anual de 2013, posicionar neste ponto produz menor quantidade de óleo do que se fosse posicionado na posição de menor custo. Localizar o *manifold* na posição relativa a maior vazão no equipamento em 2013 pode ser extremamente desvantajosa, pois além de diminuir 109.998,48 barris de óleo, produz gasto em 5,7% de custo de linha.

Tabela 6.76 – Dados de produção acumulada nas posições de máxima vazão em cada ano, de custo mínimo, de maior vazão acumulada e vazão acumulada para escoamento constante ao longo do tempo para o caso B e hipótese 4.

	Dados do Gráfico		Diferença entre Posição no Custo de Linha Mínimo e Demais Posicionamentos	
Dado	**Produção Acumulada (bbl)**	**Custo de Linha (U$)**	**Produção Acumulada (bbl)**	**Diferença Percentual no Custo de Linha**
2006	105.405.310,43	240.761,19	518.855,17	2,35%
2007	105.432.159,71	240.544,10	545.704,45	2,26%
2008	105.166.630,56	235.502,63	280.175,30	0,12%
2009	105.338.004,69	240.615,47	451.549,43	2,29%
2010	104.992.288,60	235.369,57	105.833,34	0,06%
2011	105.152.167,94	235.621,68	265.712,68	0,17%
2012	105.452.982,63	240.320,00	566.527,37	2,17%
2013	104.776.456,78	248.630,88	-109.998,48	5,70%
2014	105.144.479,15	235.831,77	258.023,89	0,26%
2015	105.499.564,27	239.948,84	613.109,01	2,01%
2016	105.432.159,71	240.544,10	545.704,45	2,26%
C_{min}	104.886.455,26	235.223,85	-	-
$Q_{AcumMax}$	105.499.564,27	239.948,84	613.109,01	2,01%

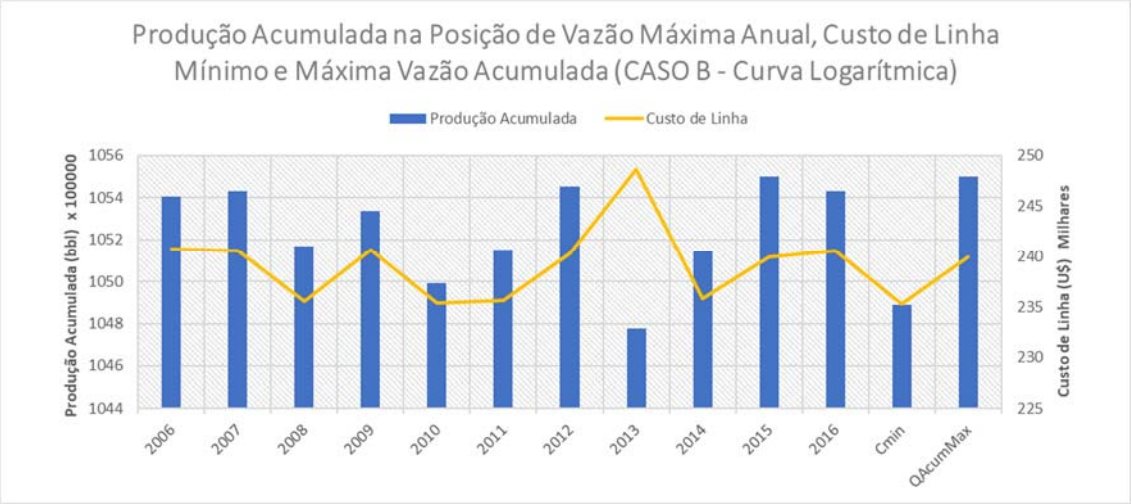

Figura 6.84 – Produção acumulada e custo de linha em cada ponto de vazão máxima em cada ano, na posição de menor custo de linha e de maior produção acumulada para o caso B e hipótese 3.

6.9 Análise do Caso B: Posicionamento para as Quatro Hipóteses

A Figura 6.85 mostra a posição do *manifold* na maior produção acumulada para as quatro hipóteses consideradas (índice de produtividade e pressão estática variando segundo uma reta de inclinação 1/2 (hipótese 3) , 1/3 (hipótese 2) e 2/3 (hipótese 1) e curva logarítmica (hipótese 4). Observa-se que para a hipótese 1 e 4 o resultado obtido é o mesmo. A hipótese 3 é que se aproxima mais do poço P-1B e não é a reta de maior inclinação. A hipótese 1 é a mais afastada do poço P-1B e é a reta de maior inclinação. A distância da posição do *manifold* na hipótese 4 e 1 da posição do *manifold* na hipótese 2 é de 39,6 metros e da posição do *manifold* na hipótese 2 da posição do *manifold* na hipótese 3 é de 65,72 metros.

Tabela 6.77 – Posição do *manifold* para as quatro hipóteses e caso B.

Hipótese	Coordenada
Hipótese 1	(-111, -242)
Hipótese 2	(-106, -281)
Hipótese 3	(-100, -347)
Hipótese 4	(-111, -242)

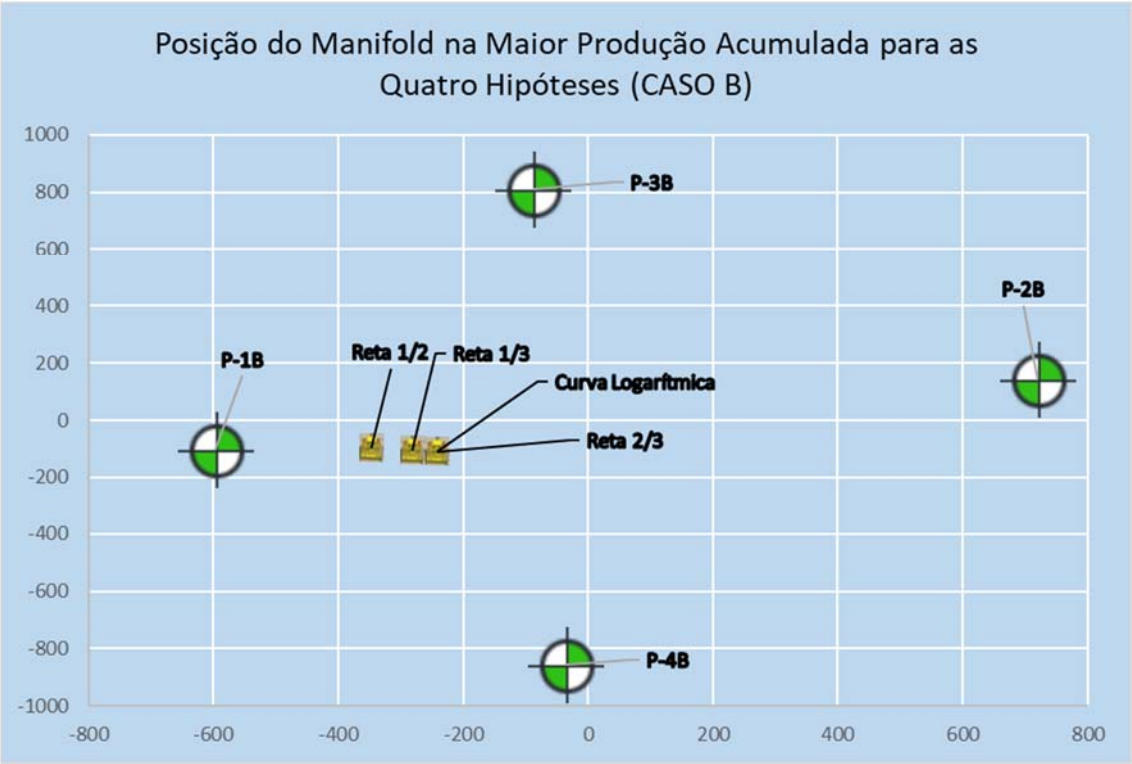

Figura 6.85 – Produção acumulada para as quatro hipóteses no caso B.

6.10 Análise Geral dos Resultados

Em modos gerais, observa-se cada parâmetro de escoamento analisado (RGO e BSW) tem seu papel na perda de carga ao longo das *flowlines* e *riser*, enquanto que o aumento do RGO ao longo do tempo, em quantidades moderadas, diminui a perda de carga por fricção, o aumento de BSW ao longo do tempo, aumenta a perda de carga por fricção, fazendo que a alteração de um dos parâmetros em um influenciem no posicionamento do *manifold* de maneira antagônica ao outro. Em outras palavras, o aumento do RGO pode fazer com que a posição de máxima vazão anual ou acumulativa seja próxima a um determinado próxima porém cause afastamento desse mesmo poço devido ao aumento do BSW.

Percebe-se que para altas vazões de água o sistema não se comporta muito bem tal como para altas vazões de óleo. Isso devido ao fato de que, conforme mencionado ao longo do texto, o modelo linear para a curva IPR passa a apresentar distorções para valores de BSW acima de 50%. No entanto, ainda assim é possível observar padrões de comportamento no posicionamento do *manifold* para esses casos nos oito estudos de caso propostos.

Para o caso A em que a pressão estática era mais elevada e consequentemente a pressão de fundo de poço houve pouca variação ao longo do tempo, a variação desta pressão e do *drawdown* causa menos impacto no posicionamento do *manifold* do que no segundo conjunto.

Quanto ao caso B, conclui-se que não há relação direta entre o gradiente de IP e pressão estática ao longo do tempo, ou seja, à medida que a inclinação aumenta, não há mais proximidade ou afastamento de um poço. No entanto, no caso da curva logarítmica ao longo do tempo percebe-se que há proximidade progressiva do *manifold* aos poços de alta vazão à medida que o índice de produtividade e a pressão estática caem ao longo do tempo.

Nota-se que em geral, nos casos de máxima produção anual onde a vazão de dois poços são as mais altas, a pressão de fundo de poço é a menor entre todos os poços e o *drawdown* também, a localização de maior vazão anual do *manifold* não se encontra perto do poço de maior produção. Além disso, para vazões de água e gás discrepantes entre os poços, o *manifold* se aproximou do poço de menor BSW e maior RGO.

Capítulo 7 – CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

O problema da localização do *manifold* considerando os parâmetros variando ao longo do tempo é extremamente complexo. O objetivo dessa dissertação é analisar o impacto na mudança desses parâmetros na posição de máxima vazão e máxima produção acumulada do *manifold* e custos de linha relativo a essas posições.

Com relação aos estudos realizados, nos quatro primeiros estudos, o objetivo foi analisar não só o impacto da mudança das curvas de índice de produtividade e pressão estática, mas a mudança nos valores iniciais e também como cada parâmetro de escoamento afetou na posição de máxima vazão em cada ano de produção e na posição de maior produção acumulada.

Nos quatro últimos, mantendo todos os valores iniciais constantes de índice de produtividade e pressão estática, o objetivo foi analisar a possibilidade de alguma relação direta entre a queda desses parâmetros ao longo do tempo e a posição do *manifold*.

As conclusões finais obtidas foram que em grande parte dos oito casos o *manifold* se aproximou do poço que produzia maior vazão de óleo. No entanto, houveram casos anômalos a essa tendência em que o *manifold* se aproximou consideravelmente de outros poços.

Quanto custo de linha, afere-se que nos anos em que o *manifold* se localiza próximo aos poços mais próximos à plataforma, os custos são menores enquanto que próximo aos mais afastados são maiores. Nota-se que muitas vezes mover o *manifold* em alguns metros gera ganho expressivo de vazão e o incremento no custo é baixo. Em outros casos, todavia, posicionar na máxima vazão não representa o ganho em vazão de óleo não é tão expressivo e ainda há casos em que a mudança da localização é extremamente sensível a vazão.

Quanto à produção acumulada, em geral, a localização do *manifold* de máxima produção acumulada é perto do poço ou dos poços que apresentam maior vazão ao longo dos anos e não é equivalente ao centroide das posições de máxima vazão para cada ano. Destacando a importância de realizar esse cálculo comparativo para a avaliação econômica da operadora.

É importante destacar, que para esse estudo não foi necessário método algum de otimização. O tempo computacional é reduzido e para o tipo de problema o passo utilizado foi satisfatório.

Finalmente, o resultado desse trabalho confirma a importância da inserção da variação dos parâmetros de escoamento e operacionais no projeto de arranjo submarino. Conforme visto na dissertação, muitas vezes o ganho de óleo é consideravelmente expressivo e o aumento do custo de linha não.

Na mesma linha de pesquisa da presente dissertação, existem alguns estudos que podem ser realizados com o intuído de observar mais padrões em relação ao posicionamento do *manifold* como o estudo paramétrico da influência de cada variável isolada variando no posicionamento do equipamento, além do estudo das variações de parâmetros como a viscosidade do óleo, densidade do gás ou grau API do óleo.

Outro estudo possível seria usar outros tipos de correlações e modelos, como o método de Vogel combinado, e observar se há mudança significativa no posicionamento do *manifold* e considerar todas as variáveis de um projeto de arranjo submarino como a batimetria, faciologia e *geoharzards*.

Por fim, um estudo a ser feito é a otimização do posicionamento do *manifold* combinada com o posicionamento da plataforma e o estudo da otimização do valor presente líquido (VLP) do arranjo submarino levando em consideração a produção acumulada calculada e o custo de linha integrados.

Referências Bibliográficas

[1] BAI, Y, BAI, Q, 2010, *Subsea Engineering Handbook*, 1ª Edition, Elsevier.

[2] TANAKA, R. L.,2009, *Otimização da configuração de risers rígidos*, Tese de D.Sc., USP, São Paulo, SP, Brasil.

[3] DANDOULAKIS, J. P. E. G., "Analysis of Design Methodologies of Subsea Structure Foundations", CILAMCE 2017, Florianópolis, Brasil, 5-8 Novembro 2017.

[4] PETROBRAS, *Plano de Negócios e Gestão 2017-2021*, 2016, Disponível em: http://www,petrobras,com,br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/, Acesso em: 24 mar, 2017, 20:16:30.

[5] EIA, *Capital investiment in upstream oil and natural gas industries*, 2018, Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/ieo/uon.php, Acesso em: 12 set, 2018, 13:38:17.

[6] ANP, *E&P Sector in Brazil – Improvements, goas and opportunities*, 2018, Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Palestras/reunioes_investidores_2018/PPT_ANP_Decio_Oddone_Calgary_January_2018.pdf, Acesso em: 12 set, 2018, 12:50:25.

[7] PETROBRAS, *Plano de Negócios e Gestão 2018-2022*, *Petrobras*, 2017, Disponível em: http://www,investidorpetrobras,com,br/pt/relatorios-anuais/relato-integrado/relatorio-anual , Acesso em: 19 ago, 2018, 10:54:25.

[8] NEWSWIRES, D, J, Bancos projetam alta para o preço do petróleo, Valor Econômico, Londres, 31 mar, 2018, Finanças, Disponível em: https://www.valor,com.br/financas/5420787/bancos-projetam-alta-para-o-preco-do-petroleo , Acesso em: 19 ago, 2018, 11:01:36.

[9] EIA, *Petroleum & Other Liquids – Data: Europe Brent Spot Price FOB*, 2018 Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=rbrte&f=m, Acesso em: 12 out, 2018, 18:09:50.

[10] FGV Energia, *Tendências de E&P no Brasil e no Mundo e o Excedente da Cessão Onerosa*, 2017, Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opiniao_magda-agosto-2017_v3.pdf, Acesso em: 12 set, 2018, 13:12:26.

[11] IBP, *Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia – Atratividade do Upstream Brasileiro para Além do Pré-Sal*, 2017, Disponível em: https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/TD_Atratividade-do-Upstream-Brasileiro-para-Al%C3%A9m-do-Pr%C3%A9-Sal-SITE.pdf, Acesso em: 12 set, 2018, 13:21:22.

[12] LOVE, R. F., MORRIS, J. G., WESOLOWSKY, G. O., 1988, "Facilities Location: Models and Methods", 1 ed, New York, North Holland.

[13] DEVINE, M. D., LESSO, W., G., 1972, "Models for the minimum cost development of offshore oil fields", Management Science, v. 18, n. 8, pp. B378-387.

[14] FRAIR, L., DEVINE, M., 1975, "Economic Optimization of Offshore Petroleum Development", Management Science, v. 21, n. 12, pp. 1370-1380.

[15] DOGRU, S., 1982, "Selection of optimal platform locations." Califórnia Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers, 10754, San Francisco, California, USA, March.

[16] ODELL, P., ROSING, K., 1977, "Optimal development of the North Sea's oil fields – the reply", Energy Policy, Elsevier, vol. 5, n. 4, p. 295-306.

[17] GRIMMETT, T. T., STARTZMAN, R. A., 1987, "Optimization of offshore field development to minimize investment.", SPE Drilling Engineering, Society of Petroleum Engineers, vol. 3, n. 4, p. 403 - 410.

[18] ALBRECHT, C. H., 2005, *Algoritmos Evolutivos Aplicados à Sintese e Otimização de Sistemas de Ancoragem*, Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[19] BAIOCO, J. S., 2011, *Síntese e Otimização de Rotas de Dutos Submarinos Considerando Critérios de Estabilidade Hidrodinâmica*, 2011, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[20] BAIOCO, J. S., 2014, *Incorporação de Critérios Adicionais de Engenharia na Otimização Multi-Objetivo de Rotas de Dutos Submarinos*, Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[21] ABREU, J. M. V., 2014, *Otimização do Posicionamento de Plataformas de Produção de Petróleo do Tipo FPSO Utilizando Algoritmos Genéticos*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[22] ROSA, V. R., FERREIRA FILHO, V. J. M., 2006, "Localização ótima de *manifolds* e plataformas de produção visando a maximização do valor presente líquido", *Revista Petro & Química*, n. 346, pp. 78-82.

[23] CASTIÑEIRA, P. P., 2014, *Otimização do Posicionamento de Manifolds Submarinos através de Algoritmos Genéticos*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[24] BAIOCO, J. S., STAPE, P., ORTIZ, L. M., JACOB, B. P., "Influence of Production Parameters on the Optimum of Submarine Manifolds". *International Ocean and Polar Engineering Conference*, ISOPE-I-18-533, Sapporo, Japão, 10-15 Junho 2018.

[25] BENTHER, A. D., 2014, *Análise do Comportamento das Curvas de Pressão Requerida na Produção de Poços de Petróleo*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[26] MONTEIRO, D. O., 2015, *Análise da Localização de Manifolds em Sistemas de Produção Segundo Dois Critérios: Índice de Produtividade e Proximidade*, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[27] WANG, Y., DUAN M., XU M., WANG D., Feng W., 2012, "A mathematical model for subsea wells partition in the layout of cluster *manifold*", *Applied Ocean Research*, v. 36, pp. 26-35.

[28] ORTIZ, L. M., 2016, *Método Matemático para Resolução do Problema de Clusterização de Poços de Petróleo utilizando Manifolds*, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[29] WANG, Y., MENGLAN, D., FENG J., MAO, D., XU M., ESTEFEN, S. F., 2014, "Modeling the optimization of layout scenarios of cluster *manifolds* with pipeline end *manifolds*", *Applied Ocean Research*, v. 46, pp. 94-103.

[30] GONÇALVES, H. P. F., "A Relação entre Seguro de Transportes de Mercadorias e Custos Empresariais: Um Estudo de Caso em Empresas Produtora de Equipamentos Destinados a Explotação de Petróleo no Brasil.", *VII Congresso Nacional de Excelência em Gestão*, Rio de Janeiro, Brasil, 12-13 Agosto 2011.

[31] SANTOS, T. D. F., *Metodologia de Posicionamento de Unidades Estacionárias de Produção e Rotas de Dutos Submarinos na Produção de Petróleo Offshore*, 2018 Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[32] OMAE 2006: Website: Post Conference Presentation Downloads, Disponível em: http://www.omae2006.sea2ice.com/pdfs/OMAE2006-92658-small.pdf, Acesso em: 8 set, 2018, 16:56:16.

[33] JOSHI, S. D., 1991, *Horizontal Well Technology*, 1 ed., Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos, PennWell Books.

[34] PetroWiki – Water and gas coning, Disponível em: https://petrowiki.org/Water_and_gas_coning, Acesso em: 8 set, 2018, 18:13:45.

[35] ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D., 2006, *Engenharia de reservatórios de petróleo*. 1 ed. Rio de Janeiro, Editora Interciência.

[36] ABREU, A. C. A., 2012, *Otimização do Cronograma de Ativação dos Poços de Petróleo por Algoritmos Genéticos*, Dissertação de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[37] MEZZOMO, C. C., 2001, *Otimização de Estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo*, Dissertação de M.S.c., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.

[38] MAGALHÃES, R. J. R. O., 2007, *Avaliação do Impacto Econômico do Desenvolvimento da Produção Offshore*, Dissertação de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[39] MAJEED, A., GHASSAN, H., SALMAN, N. H., 1988, "Statistical Evaluation of PVT Correlations Solution Gas-Oil Ratio", *Journal of Canadian Petroleum Techonology*, v. 27, n.4.

[40] STADING, 1981, *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*. 9 ed. Dallas, Society of Petroleum Engineers.

[41] EIA, *Petroleum & Other Liquids – Definitions, Sources and Explanatory Notes*, 2018 Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/tbldefs/pet_pri_wco_tbldef2.asp, Acesso em: 8 set, 2018, 19:42:50.

[42] THOMAS, J., E., 2001, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2 ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Editora Interciência.

[43] BRILL, J. P., MUKHERJEE, H., 1999, "Multiphase Flow in Wells". In: *SPE Monograph Series*, v. 17, pp. 1-147, Texas, Estados Unidos.

[44] DE GHETTO, G., VILLA, M., "Reliability Analysis on PVT Correlations". *European Petroleum Conference*, SPE-28904-MS, Londres, Reino Unido, 25-27 Outubro 1994.

[45] SANTANA, R. S. G., 2016, *Análise de Incertezas em Simulação de Escoamentos Multifásicos*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[46] LONDONO, F. E., ARCHER, R. A., BLASINGAME, T. A., 2005, "Correlations for Hydrocarbon Gas Viscosity and Gas Density – Validation and Correlation of Behavior Using a Large-Scale Database". In: SPE Reservoir Evaluation & Engineering, v. 8, n. 6, pp. 561-572, College Station, Texas, Estados Unidos.

[47] FERRREIRA FILHO, V., 2015, *Gestão de Operações e Logística na Produção de Petróleo*. 1 ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Elsevier Editora.

[48] PEREIRA, F. F., ROMERO, O. J., "Estudo da Surgência de Poços Mediante Curvas de Desempenho de Reservatório e Correlações para Escoamento Multifásico". 6º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, 9-13 Outubro 2011.

[49] ANDREOLLI, I., 2016, *Introdução à Elevação e Escoamento Monofásico e Multifásico de Petróleo*. 1 ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Editora Interciência.

[50] PATTON, L. D., GOLAND, M., 1980, "Generalized IPR curves for predicting well behavior. [Inflow Performance Relation]", *International Journal of Petroleum Engineering*, v. 52, n. 7.

[51] VALKÓ, P. P., McCAIN, W. D., 2003, "Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution gas-oil ratios and surface gas specific gravities", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 37, n. 3-4, pp. 153-169.

[52] CHAVES, G. S., BAIOCO J. S., FERREIRA FILHO, J. M., "Análise de Incertezas de BSW e RGO em Dados de Produção". *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, IBP1605_14, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 15-18 Setembro 2014.

[53] SILVA, C. B. C., 2017, *Medição de Vazão Multifásica na Produção de Petróleo e Gás Natural*. 1 ed. São Paulo, SP, Brasil, Editora Baraúna.

[54] ROCHA, J. S., 2017, *Propriedades PVT na Modelagem de Medidores Multifásicos de Vazão*, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brasil.

[55] CORNELIUSSEN, S., COUPUT, J. P., DAHL, E., DYKESTEEN, E., FRØYSA, K. E., MOESTUE, H., MOKSNES, P. O., SCHEERS, L., TUNHEIM, H., 2005, *Handbook of multiphase flow metering*. 2 ed. Oslo, Noruega.

[56] PESSOA, P. A. S., 2007, *Confiabilidade Metrológica na Medição da Grandeza Temperatura para Determinação de Sedimentos Básicos e Água do Petróleo*, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Rio Grande do Norte, Brasil.

[57] VILELLA, M., J., R., 2004, Análise do Comportamento da Temperatura em Sistemas de Produção de Petróleo: Comparação entre Completação Seca e Molhada. Dissertação de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[58] SHOHAM, O., 2005, *Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes*. 1 ed. Tulsa, Texas, Estados Unidos.

[59] OLIVEIRA, M. F. D., 2003, *Análise da aplicação de um sistema de bombeamento multifásico submarine na produção de petróleo*. Dissertação de M.S.c., Universidade Pontifícia Católica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[60] BEGGS, H. D., BRILL, J. P., "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes", *Journal Petroleum Technology*, v. 25, n. 5, pp. 607-617.

[61] GUEDES, T. A. L., 2015, *Modelagem do Escoamento em Linhas de Produção Offshore com Garantia de Escoamento*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[62] PETROBRAS – Fatos e Dados, Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/voce-sabe-o-que-e-um-fpso.htm> , Acesso em: 11 set, 2018, 9:39:25.

[63] STAPE, P., 2014, *Análise e Propostas de Correlações para a Previsão de Propriedades PVT*, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

APÊNDICE A – CORRELAÇÕES *BLACK-OIL*

Neste apêndice estão descritas as correlações utilizadas para das seguintes propriedades dos hidrocarbonetos: Razão de Solubilidade, fator-volume formação de óleo, fator-volume formação de gás e viscosidade do óleo.

A.1 RAZÃO DE SOLUBILIDADE

STANDING [40] notando a necessidade de utilizar estimativas para os casos em que não é possível determinar as propriedades dos fluidos experimentalmente desenvolveu correlações baseada na densidade do gás presente no óleo, densidade do óleo e da pressão e temperatura retirados de dados de laboratório. Segundo STANDING [40], o método depende do tipo de separação entre óleo e gás, visto que se considera hexanos e frações mais pesadas como óleo e todos os pentanos e frações mais leves como gás. Foram realizados 105 experimentos para a determinação da pressão de bolha para 22 diferentes tipos de misturas de óleo. A faixa de valores dos dados de entrada está apresentada na Tabela A.1.

Tabela A.1 – Faixa de Valores da Correlação de STANDING [40].

Faixa de Valores da Correlação de Standing	
Pressão do ponto de bolha	130 a 7000 psi (absoluto)
Temperatura	100 a 258 F
Razão de solubilidade	20 a 1.425 ft³/bbl
Densidade do óleo	16,5 a 63,8 °API
Densidade do gás	0,59 a 0,95 (ar = 1)

A razão de solubilidade no sistema de unidades americano é dada pela Equação (A.1) lembrando que em unidades americanas, a densidade do óleo γ_o é em °API, a temperatura T é em Fahreheit, a pressão P é em psia e a razão de solubilidade é em scf/stb.

$$R_S = \gamma_g \left(\frac{P}{18} * \frac{10^{0,0125° * \gamma_o}}{10^{0,00091 * T}} \right)^{1,205} \tag{A.1}$$

A.2 FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DE ÓLEO

STANDING inicialmente havia desenvolvido gráficos para o cálculo do fator volume de formação do óleo acima da pressão de bolha B_{ob}. Em 1981 publicou em na sua 9ª impressão do livro, expressões matemáticas representadas pelas Equações (A.2) e (A.3) para o cálculo do B_o em bbl/stb ea temperatura média do reservatório $T_{média}$ em Fahreheit ou determinado pela Figura A.1.

$$B_{ob} = 0{,}9759 + 12 * 10^{-5} * A^{1{,}2} \tag{A.2}$$

$$A = R_s * \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0{,}5} + 1{,}25 * T_{média} \tag{A.3}$$

Para a pressão de reservatório abaixo da pressão de bolha, os valores são corrigidos de acordo com a Equação (A.4) onde C_o.é a compressibilidade do óleo em $psia^{-1}$, P_{med} é a pressão média para o cálculo das propriedades em psia e P_b é a pressão do ponto de bolha.

$$B_o = B_{ob} \exp\left(-C_o(P_{med} - P_b)\right) \tag{A.4}$$

Segundo STAPE [63], a correlação de STANDING [40], apesar de antiga e do número reduzido de dados ainda se encontra mais adequada para o cálculo da razão de solubilidade visto os resultados obtidos em seus estudos.

A.3 FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DE GÁS

O fator volume de formação do gás é calculado através da Equação (A.5) tal que B_g é o fator volume de formação do gás em ft^3/sft^3, a temperatura média é em Fahrenheit e a pressão média em psia.

$$B_g = 0{,}028 * Z * \frac{T_{média} + 460}{P_{média}} \tag{A.5}$$

A.4 VISCOSIDADE DO ÓLEO

Serão apresentadas as correlações utilizadas na dissertação destacadas em [43] para: viscosidade do óleo morto e viscosidade do óleo vivo.

Para o óleo morto, DE GHETTO *et al.* [44] apresentou correções para as demais correlações de viscosidade existentes comprovou bons resultados definindo a viscosidade do óleo morto de acordo com as faixas de ºAPI: para menor que 10 ºAPI, formulou as

Equações (A.6), (A.7) e (A.8); para $10 \leq {}^{\circ}API < 22{,}30$, formulou as Equações (A.9), (A.10) e (A.11);para $22{,}3 \leq {}^{\circ}API < 31{,}1$, formulou as Equações (A.12), (A.13) e (A.14) e para ${}^{\circ}API \geq 31{,}1$ formulou as Equações (A.15), (A.16) e (A.17). A temperatura média $T_{média}$ é dada em Fahrenheit e μ_{od} é a viscosidade do óleo morto em centipoise e γ_{API} é a densidade do óleo em ºAPI.

$$A = 1{,}90296 - 0{,}012619 * \gamma_{API} - 0{,}61748 * \log(T_{média}) \quad (A.6)$$

$$B = 10^{A} \quad (A.7)$$

$$\mu_{od} = 10^{B-1} \quad (A.8)$$

$$A = 2{,}06492 - 0{,}0179 * \gamma_{API} - 0{,}70226 * \log(T_{média}) \quad (A.9)$$

$$B = 10^{A} \quad (A.10)$$

$$\gamma_{od} = 10^{B-1} \quad (A.11)$$

$$A = 220{,}15 * 10^{9*T_{média}^{-3{,}556}} \quad (A.12)$$

$$B = 12{,}5428 * \log(T_{média}) - 45{,}7874 \quad (A.13)$$

$$\mu_{od} = A * \log(\gamma_{API})^{B} \quad (A.14)$$

$$A = 1{,}67083 - 0{,}017628 * \gamma_{API} - 0{,}61304 * \log(T_{média}) \quad (A.15)$$

$$B = 10^{A} \quad (A.16)$$

$$\mu_{od} = 10^{B-1} \quad (A.17)$$

Para a viscosidade do óleo vivo, a correlação de Kartoatmodjo e Schimidt's [43] é utilizada fazendo algumas adaptações para o algoritmo de escoamento utilizado. A correlação está apresentada nas Equações (A.18), (A.19), (A.20), (A.21) tal que R_s é a razão de solubilidade em scf/stb, $\mu_{óleo}$ é a viscosidade do óleo vivo em centipoise e μ_{od} é a viscosidade do óleo morto em centipoise.

$$A = 0{,}2001 + 0{,}8428 * 10^{-0{,}000845*R_s} \quad (A.18)$$

$$B = 10^{(-0{,}00081*R_s)} \quad (A.19)$$

$$F = A * \mu_{od}^{0,43+0,5165*B} \quad (A.20)$$

$$\mu_{óleo} = -0,0682 + 0,9824 * F + 0,0004034 * F^2 \quad (A.21)$$

No caso de óleos subsaturados, a correlação de viscosidade para óleo vivo é corrigido de acordo com o desenvolvimento de Vazquez e Beggs [43] demonstrados nas Equações (A.22), (A.23) e (A.24).

$$\mu_o = \mu_{ob} * \left(\frac{P_{média}}{P_b}\right) * m \quad (A.22)$$

$$m = 2,6 * P_{média}^{1,187} * 10^a \quad (A.23)$$

$$a = -(3,9 * 10^{-5}) * P_{med}^{-5} \quad (A.24)$$