



O PROBLEMA DA OTIMIZAÇÃO DO GÁS LIFT COM ALOCAÇÃO DE POÇOS AOS SEPARADORES DE PRODUÇÃO

Gabriela Souza Chaves

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

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Juliana Souza Baioco

Rio de Janeiro

Março de 2018

O PROBLEMA DA OTIMIZAÇÃO DO GÁS LIFT COM ALOCAÇÃO DE POÇOS
AOS SEPARADORES DE PRODUÇÃO

Gabriela Souza Chaves

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 DE PRODUÇÃO.

Examinada por:

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D.Sc.

Prof^a. Juliana Souza Baioco, D.Sc.

Prof^a. Laura Silvia Bahiense da Silva Leite, D.Sc.

Prof. Argimiro Resende Secchi, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2018

Chaves, Gabriela Souza

O Problema Da Otimização Do Gás Lift Com Alocação De Poços Aos Separadores De Produção / Gabriela Souza Chaves. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XII, 81 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho,
Juliana Souza Baioco

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

Referências Bibliográficas: p. 73-75.

1. Produção de Petróleo. 2. Otimização. 3. Elevação e Escoamento. I. Ferreira Filho, Virgílio José Martins *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Produção. III. Título.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por sempre me dar forças nos momentos mais difíceis.

A minha família, principalmente minha mãe Débora e meu Irmão Samuel, que sempre me apoiaram em todas as decisões.

Ao professor Virgílio e à professora Juliana pela orientação, conselhos e ensinamentos passados nesses últimos anos. Vocês contribuíram significativamente para o meu crescimento acadêmico e profissional.

Ao Bruno pelo companheirismo e paciência durante a elaboração do meu código.

A Danielle por me ajudar em partes do código e sempre estar presente quando surge um problema.

Aos meus demais amigos do LORDE e do projeto.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

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

O PROBLEMA DA OTIMIZAÇÃO DO GÁS LIFT COM ALOCAÇÃO DE POÇOS AOS SEPARADORES DE PRODUÇÃO

Gabriela Souza Chaves

Março/2018

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho
Juliana Souza Baioco

Programa: Engenharia de Produção

O desenvolvimento de metodologias de otimização é de extrema importância para a área de produção de um campo petrolífero, uma vez que pequenas alterações no ponto operacional podem gerar incremento na receita sem adicionar custos. Este trabalho tem como objetivo fazer a otimização da produção de petróleo na chegada da unidade de produção considerando a alocação dos poços aos separadores de produção. As restrições consideradas no modelo são relacionadas às capacidades de processamento de água, óleo e gás nos separadores. As variáveis de decisão são a vazão de gás-lift dos poços, pressão dos separadores e a alocação dos poços aos separadores. Assim, o problema é de programação linear inteira mista. As curvas de desempenho dos poços foram linearizadas por meio de interpolação do tipo SOS2. Essas curvas foram geradas em um modelo de simulação da elevação e escoamento da produção próprio e de mesma linguagem computacional (Python) que a otimização, o que possibilita a formulação de uma comunicação robusta entre a simulação e a otimização. O estudo concluiu que o ponto operacional, resultado da otimização, é altamente sensível às capacidades da plataforma. Além disso, a qualidade da curva de desempenho do *manifold* é mais importante em cenários de produção mais restritos.

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

THE PROBLEM OF GAS LIFT OPTIMIZATION WITH ALLOCATION OF WELLS
TO PRODUCTION SEPARATORS

Gabriela Souza Chaves

March/2018

Advisors: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Juliana Souza Baioco

Department: Production Engineering

The development of optimization methodologies is very important for the production phase of an oil field, since small changes in the operational point can increase the revenue without adding costs. The objective of this work is to optimize the oil production at the arrival of the production unit considering the allocation of the wells to the production separators. The constraints are related to the water, oil and gas processing capacities. The decision variables are the gas-lift rate of the wells, the separators pressure and the allocation wells - separators. Thus, the problem is a mixed integer linear programming. The performance curves of the wells were linearized by SOS2 interpolation. These curves were generated by the own multiphase flow model simulation and using the same computational language (Python) than the optimization. This same computational language enables a robust formulation to communicate the simulation and the optimization. The study concluded that the operational point, a result of optimization, is highly sensitive to platform capabilities. In addition, a quality of the *manifold* performance curve is most significant in more restricted production scenarios.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONTEXTO E MOTIVAÇÃO	1
1.2	OBJETIVO	2
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	3
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1	OTIMIZAÇÃO DE GÁS LIFT	4
2.2	OUTROS TRABALHOS	10
3	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	12
4	ESCOAMENTO MULTIFÁSICO	15
4.1	PROPRIEDADES DOS FLUIDOS	16
4.2	DIFERENCIAL DE TEMPERATURA	19
4.3	DIFERENCIAL DE PRESSÃO	22
4.4	ANÁLISE NODAL	24
4.4.1	IPR	25
4.4.2	TPR	27
4.5	GÁS LIFT E AS CURVAS DE DESEMPENHO	28
5	MODELAGEM	31
5.1	SIMULAÇÃO	31
5.2	OTIMIZAÇÃO	38
6	EXPERIMENTAÇÃO	45
6.1	ESTUDO DE CASO	45
6.2	EXPERIMENTOS INICIAIS	51
6.2.1	TAMANHO DA DISCRETIZAÇÃO	51
6.2.2	CONVERGÊNCIA DA TEMPERATURA	54
6.2.3	TOLERÂNCIAS	55
6.3	RESULTADOS	58
6.3.1	SIMULAÇÃO	59
6.3.2	OTIMIZAÇÃO	63

7	CONCLUSÃO.....	71
	7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS	71
	7.2 TRABALHOS FUTUROS.....	72
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
	APÊNDICE.....	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema de Produção. Fonte: Elaboração Própria.	12
Figura 2 - Sistema de Tratamento da Plataforma. Fonte: Elaboração Própria.	13
Figura 3 – Exemplo de Análise Nodal. Fonte:	25
Figura 4 - IPR linear e não-linear. Fonte: ROSSI, 2004.....	26
Figura 5 - Exemplo de IPR de Vogel. Fonte: (Lake, 2007).....	27
Figura 6 – Exemplos de TPR. Fonte: Adaptado de Lake, 2007	28
Figura 7 - TPR com injeção de gás lift.....	29
Figura 8 - TPR para diferentes valores de Gás Lift. Fonte: Elaboração Própria.	29
Figura 9 - Exemplo de Curva de Desempenho de Gás Lift. Fonte: Elaboração Própria.	30
Figura 10 - Direção do gradiente de Pressão e de Temperatura. Fonte: Elaboração Própria.....	32
Figura 11 - Perda de Carga de um Trecho. Fonte: Elaboração Própria.....	33
Figura 12 - Fluxograma do Cálculo de Diferencial de Pressão e Temperatura para um Poço. Fonte: Elaboração Própria.....	35
Figura 13 - Fluxograma do Cálculo de Diferencial de Pressão e Temperatura para <i>Manifolds</i> . Fonte: Elaboração Própria.	37
Figura 14 - Diposição Geográfica do Sistema de Produção. Fonte: Elaboração Própria.	46
Figura 15 - Quantidade de Iterações e de Segmentos para Diferentes Tamanhos de Discretização. Fonte: Elaboração Própria.....	52
Figura 16 - Quantidade de Iterações e Tempo Computacional por Tamanho de Discretização. Fonte: Elaboração Própria.	54
Figura 17 - Diferencial de Temperatura com Pressão Constante e com o Gradiente de Presão. Fonte: Elaboração Própria.	55
Figura 18 - Quantidade de Iterações para Diferentes Tolerâncias. Fonte: Elaboração Própria.....	56
Figura 19 - Quantidade de Iterações na Vazão e Tempo Computacional para Diferentes Tolerâncias. Fonte: Elaboração Própria.	56
Figura 20 - Quantidade de Iterações de Vazão e Tempo Computacional para Diferentes Tolerancias na Pressão de Fundo de Poço. Fonte: Elaboração Própria.	57

Figura 21 - Tempo Computacional para Formar Curva de Desempenho com 21 Pontos para 11 Poços com Diferentes Tolerâncias da Pressão de Fundo do Poço. Fonte: Elaboração Própria.	58
Figura 22 - Gradiente de Pressão ao Longo da Linha de Escoamento para Diferentes Vazões. Fonte: Elaboração Própria.	59
Figura 23 - Curvas de Desempenho de Gás Lift dos 11 Poços Satélite. Fonte: Elaboração Própria.	60
Figura 24 –Curvas de Desempenho para Diferentes Pressões no Separador. Fonte: Elaboração Própria.	60
Figura 25 - Curva de Desempenho do <i>Manifold</i> . Fonte: Elaboração Própria.	61
Figura 26 - Curva de Desempenho do <i>Manifold</i> . Fonte: Elaboração Própria.	62
Figura 27 - Comparação do Resultado com 7 e 21 Valores de Gás Lift na Curva de Desempenho do <i>Manifold</i> . Fonte: Elaboração Própria.	63
Figura 28 - Curvas de Desempenho do <i>Manifold</i> para Diferentes Pressões no Separador. Fonte: Elaboração Própria.	63
Figura 29 - Resultados da Otimização para Diferentes Capacidades de Líquido. Fonte: Elaboração Própria.	64
Figura 30 - Resultados da Otimização para Diferentes Capacidades de Compressão de Gás. Fonte: Elaboração Própria.	66
Figura 31 - Resultados dos Cenários para a Curva de Desempenho A e B. Fonte: Elaboração Própria.	68
Figura 32 - Curvas de Desempenho A, B e C do <i>Manifold</i> . Fonte: Elaboração Própria.	69
Figura 33 - Resultado dos Cenários para as Curvas A, B e C. Fonte: Elaboração Própria.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resumo dos trabalhos de otimização de Gás Lift.	9
Tabela 2 - Métodos e Correlações utilizados.....	18
Tabela 3 - Relação entre as Variáveis SOS2	44
Tabela 4 - Potencial de Produção e Pressão Estática do Reservatório dos Poços.....	46
Tabela 5 - Linhas de Produção.	47
Tabela 6 - Diâmetro Interno e Rugosidade dos Dutos.	48
Tabela 7 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W1 por Segmentos.	48
Tabela 8 - Propriedades dos Fluidos.....	49
Tabela 9 - Localização da Válvula de Gás Lift.	50
Tabela 10 - Perfil de Temperatura da Água do Mar.....	51
Tabela 11 - Exemplo de Discretização.	53
Tabela 12 - Resumo dos Valores Analisados e Escolhidos.....	58
Tabela 13 - Poços Fechados na Análise de Capacidade de Líquido.	65
Tabela 14 - Poços por Separador para Capacidades de Tratamento de Líquido.	65
Tabela 15 - Poços por Separador para Capacidades de Compressão de Gás.	67
Tabela 16 - Descrição dos Cenários.	67
Tabela 17 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W2 e W3 por Segmentos.	76
Tabela 18 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W4 e W5 por Segmentos.	77
Tabela 19 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W7 e W8 por Segmentos.	78
Tabela 20 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W9 e W10 por Segmentos.	79
Tabela 21 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W11 e W14 por Segmentos.	80
Tabela 22 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W6 e W12 por Segmentos.	80
Tabela 23 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W13 por Segmentos.	81

Tabela 24 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do <i>Manifold</i> por Segmentos.	81
--	----

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto e Motivação

O petróleo apresenta um importante papel na matriz energética mundial, com uma participação de 36% dentre as fontes de energia consumidas. Esse quadro não é diferente no cenário brasileiro, no qual 34% da energia consumida é proveniente do petróleo. (IEA, 2017)

O desenvolvimento de um campo de petróleo e gás é uma tarefa complexa e envolve diversas áreas como reservatórios, poços, completação, elevação e escoamento, produção e transporte. Essas áreas ainda se deparam com falta de dados e possuem horizontes de planejamento e decisão diferentes, às vezes até mesmo com objetivos conflitantes. Tendo em vista a complexidade do sistema integrado, otimizar tudo simultaneamente é uma tarefa árdua.

Com relação ao horizonte de decisão e planejamento, em Foss e Jensen (2011) divide-se as decisões relacionadas ao desenvolvimento de um campo de petróleo em quatro camadas: gerenciamento de ativos, gerenciamento de reservatórios, otimização de produção, e controle e automação. No gerenciamento de ativos lida-se com um horizonte de decisão de longo prazo, equivalente ao ciclo de vida de um campo; o horizonte do gerenciamento de reservatórios é considerado de médio prazo, correspondendo a uma escala de meses a anos; o horizonte da otimização da produção é apresentado como de curto prazo, de dias a semanas; e o horizonte de controle e automação é de curtíssimo prazo, correspondendo a uma escala de minutos a horas.

Neste trabalho, estuda-se a camada de otimização da produção compreendendo a alocação da produção de poços, os testes de produção e o controle e ajuste da produção. As decisões de controle típicas nessa área incluem a abertura da válvula de produção e de gás lift e estas decisões estão intimamente relacionadas com as outras camadas, em especial a de gerenciamento de reservatórios.

Na etapa de produção, principalmente quando esta é capacitada, pequenas decisões de controle podem modificar os pontos operacionais e conseqüentemente a quantidade de óleo produzido. Com isso, a sua otimização pode resultar em incremento da receita.

A relação entre as vazões de produção, vazão de gás injetado e as pressões de cada poço são representadas pelas curvas de desempenho dos poços, que são obtidas por

meio de simulação do fluxo multifásico desde o fundo do poço até a superfície. Essas curvas são os dados de entrada para os modelos de otimização. Quando os poços são do tipo satélite (produzem direto na plataforma), cada poço possui uma curva de desempenho. Porém, quando há *manifolds* de produção, essas curvas se tornam mais complicadas devido à interação da produção dos poços, conseqüentemente a otimização também.

As curvas de desempenho dos poços são funções não lineares. Com isso, a princípio o problema é de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM), entretanto, essas curvas podem ser linearizadas e o problema se tornar de Programação Linear Inteira Mista (PLIM).

1.2 Objetivo

O objetivo desse trabalho é desenvolver um simulador de escoamento multifásico para obter as curvas de desempenho dos poços e estas serem utilizadas na otimização. A simulação e a otimização são programadas em linguagem de programação Python. A mesma linguagem de programação é utilizada para facilitar a comunicação entre a simulação e a otimização, e assim obter resultados rápidos e com qualidade.

O sistema de produção considerado apresenta poços satélite e poços produzindo por meio de *manifold* de produção. O fluxo multifásico desse sistema é simulado desde o fundo do poço até a superfície.

Na otimização, o modelo é originalmente de programação não linear inteira mista (PNLIM) com objetivo de maximizar a produção de petróleo da unidade de produção. O sistema é submetido às restrições de tratamento de líquido e gás, e tem como variáveis de decisão a vazão de gás lift, a pressão do separador e quais poços são ligados a cada trem de produção. As curvas de desempenho de gás lift são linearizadas e o problema passa a ser de programação linear inteira mista (PLIM).

A otimização evita a utilização acima ou abaixo da capacidade de produção por meio de decisões estratégicas de produção, que não incorporam custos ao processo.

1.3 Organização do Texto

Esta dissertação está dividida em seis capítulos. No primeiro capítulo o problema foi apresentado, contextualizado e justificativas foram apresentadas para motivar a realização deste trabalho.

No segundo capítulo, é apresentada a revisão bibliográfica abordando estudos de otimização aplicados à produção de campos petrolíferos ou de problemas semelhantes que possam ser úteis para o desenvolvimento deste trabalho.

O terceiro capítulo apresenta uma descrição mais detalhada do problema a ser resolvido, com os objetivos bem definidos, assim como suas restrições e variáveis de decisão.

No quarto capítulo são apresentados alguns conceitos necessários para a compreensão do fluxo multifásico, as correlações utilizadas para efetuar os cálculos de diferencial de pressão e temperatura para formar as curvas de desempenho.

O quinto capítulo apresenta a modelagem do escoamento e da otimização. No escoamento são apresentados e explicados como funcionam os algoritmos envolvidos na formação das curvas de desempenho. Na otimização é apresentada toda a formulação matemática utilizada.

O capítulo seis é destinado à experimentação do problema. É apresentado o estudo de caso, os experimentos iniciais para compor o modelo e os resultados obtidos.

A conclusão aparece no sétimo capítulo com sugestões de trabalhos futuros.

Por último, as referências bibliográficas usadas como suporte deste trabalho estão apresentadas no capítulo oito.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O problema de otimização da produção pode ser estudado para dois momentos da vida produtiva de um campo: para a fase de projeto ou durante a fase de produção. Quando este é estudado para a fase de projeto, o problema tende a se tornar mais complexo, uma vez que o número de variáveis de decisão aumenta consideravelmente. Por exemplo, na fase projeto a localização dos poços, a posição da válvula de gás lift, os diâmetros das linhas de produção, a presença, a localização e a quantidade de *manifolds* podem fazer parte das variáveis de decisão. Enquanto que, quando a otimização é feita na fase produtiva do campo, algumas dessas variáveis já estão definidas e apenas decisões operacionais devem ser tomadas para a otimização do sistema. A interface com o modelo de reservatórios e escoamento também é um fator crucial na dificuldade do problema, a integração da área de reservatórios, escoamento e produção obtém melhores resultados, porém exige um esforço computacional elevado. Ou seja, mesmo otimizando a produção na fase produtiva, pode-se utilizar modelos simples a modelos mais complicados.

Esse capítulo apresenta uma revisão da literatura disponível de diversos métodos aplicados a diferentes tipos de problema, ou seja, com diferentes dificuldades, em torno da otimização da produção de petróleo com ênfase na fase produtiva do campo.

2.1 Otimização de Gás Lift

Na literatura constam diversos trabalhos de otimização de gás lift, muitos acerca do posicionamento da válvula na coluna de produção, entretanto esse estudo não está no escopo desse trabalho e esta posição já é definida. Assim, os trabalhos apresentados nesse tópico abordam como variável de decisão para a otimização da produção a vazão de gás lift injetada.

Gang et al. (1990) fizeram otimização econômica da produção, no qual consideraram os custos da compressão de gás e do tratamento de água. O modelo proposto é restrito pela quantidade de gás disponível para utilização como gás lift, além das restrições de capacidade de tratamento de líquido e de gás. A pressão de superfície não era variável de decisão, e as curvas de desempenho de gás-lift utilizadas são bidimensionais, com a vazão de óleo em função somente da vazão de gás lift injetado. Nessa época, os autores afirmam que os custos de compressão e tratamento eram

consideráveis em frente ao preço do óleo e o problema foi resolvido por um método de aproximação sucessiva com multiplicadores de Lagrange.

Alarcón et al. (2002) aplicaram um algoritmo de programação quadrática sequencial (SQP) para a solução do problema de otimização da produção de óleo restringido pela disponibilidade de gás para injeção, com a alocação do gás lift disponível entre os poços como variável de decisão. Nesse trabalho é citado que a quantidade de gás para injeção é restrita devido ao custo associado à compressão de gás. Além disso, propuseram um modelo de ajuste às curvas de desempenho de gás lift que apresentaram melhores resultados que ajuste polinomial de segunda ordem, representado pela equação 1, onde Q_o é a vazão de óleo produzido, Q_{gl} é a vazão de injeção de gás-lift e c_1 , c_2 , c_3 e c_4 são constantes que ajustam o modelo. Como pode ser observado na equação 1, novamente a vazão de óleo está somente em função do gás lift e a pressão é dada como fixa.

$$Q_o = c_1 + c_2 Q_{gl} + c_3 Q_{gl}^2 + c_4 \ln(Q_{gl} + 1) \quad (1)$$

Wang et al. (2002a) apresentam o algoritmo de programação quadrática sequencial (SQP) para otimizar a produção de óleo de um campo. O campo possui *manifold* que mistura a produção dos poços, o modelo lida com interações dos fluxos entre os poços. A queda de pressão na linha de escoamento é modelada por meio de um software particular. As variáveis de decisão são a alocação do gás lift entre os poços e o controle das taxas de produção dos poços (controladas pelas pressões das cabeças de poços), a pressão no separador, mais uma vez é fixa. O problema é restrito por vazões máximas e mínimas, pressões de cabeça de poços ou nós da linha de escoamento e quantidade de gás disponível para injeção nos poços.

Wang et al. (2002b) apresenta problema igual ao Wang et al. (2002a), entretanto a ligação entre reservatórios, escoamento e a otimização é feita de forma iterativa. Primeiramente, a partir de software de elevação e escoamento são calculadas as curvas de desempenho dos poços e essas são otimizadas. Os resultados da otimização são conferidos no software de escoamento, e caso os valores interpolados na otimização não sejam compatíveis com a averiguação, esses novos valores da simulação são utilizados na otimização e esse processo é reproduzido até que os resultados convirjam. Para a otimização, eles utilizam três diferentes metodologias: método de programação linear, método de programação separável e um algoritmo genético. Porém somente o algoritmo

genético é capaz de computar as iterações de fluxo entre os poços, ou seja, nos outros dois modelos há simplificação do problema. Como resultado, eles concluem que os dois primeiros métodos são eficientes, mas não lida com as iterações entre os poços, e o algoritmo genético é robusto, porém ineficiente. Eles não citam os modelos matemáticos dos algoritmos.

Rashid et al. (2011) modelaram o problema da otimização da produção de gás lift para um sistema de escoamento com poços interligados à *Manifolds*, sujeito às restrições de capacidade de produção, e com a vazão de gas lift e a abertura do choke de produção como variáveis de decisão. Eles propuseram um procedimento iterativo denominado *offline - online* para a otimização, na qual o *online* se refere à simulação feita no atual modelo acoplado, e *offline* se refere à solução do problema desacoplado (sem iteração entre os poços). A metodologia utiliza um algoritmo para ajustar as curvas de desempenho de gás lift a um conjunto de curvas do tipo spline, que são usadas no modelo *offline*. O problema *offline* é um problema de programação não-linear inteira mista (PNLIM) e foi resolvida com o uso do solver Bonmin, seus resultados são atualizados no modelo *online*, até que haja convergência das pressões na cabeça dos poços.

Codas e Camponogara (2012) consideram que a produção dos poços pode ser alocada em dois separadores diferentes e utilizam duas formulações matemáticas para resolver o problema por meio do algoritmo de planos de corte. Uma formulação, chamada compacta, usa diferentes variáveis binárias, um conjunto para a linearização e outro para a alocação dos poços; a outra formulação, chamada integrada, combina as variáveis binárias em uma só. As curvas de desempenho dos poços foram aproximadas como o proposto por Alarcón et al. (2002), assumindo a forma já mostrada na equação 1. A pressão no separador é dada constante para todas as curvas de desempenho dos poços. A formulação compacta mostrou melhores tempos computacionais para solução do problema que a integrada, porém ao utilizar geração de planos de corte na formulação integrada, esta se tornou mais rápida.

Teixeira (2013) trabalha como o problema de otimização da produção com a vazão de gás lift como variável de decisão sujeito às restrições de capacidade de tratamento dos fluidos produzidos. Nesse trabalho as curvas de desempenho de gás lift são usadas para uma pressão de superfície fixa. Há duas formulações, uma com a função objetivo operacional e outra econômica; seus resultados são comparados e mostram que a função objetivo operacional pode gerar perdas financeiras. São aplicados os seguintes

métodos para linearização: método clássico, método de estruturas especiais e o método da segmentação linear. Já no problema não linear, as curvas de desempenho de gás lift foram ajustadas pela função proposta por Alarcón et al. (2002) na equação 1 e foi resolvido pelo método de programação quadrática sequencial (SQP). Dentre os métodos de linearização o de estruturas especiais apresentou melhor resultado. No geral, o método SQP apresentou o melhor desempenho, porém dependente da solução inicial, fomentando assim a criação de um método híbrido com bons resultados. O método híbrido se trata de gerar uma solução inicial pelo problema não-linear com linearização por meio do método de estruturas especiais e essa solução inicial é refinada pelo algoritmo SQP.

Giuliani e Camponogara (2015) propuseram um algoritmo baseado em algoritmos aumentados de Lagrange e algoritmos chamados “*derivative-free*” para lidar com restrições difíceis encontradas na otimização de produção. A eficácia do método proposto é comparada com a otimização matemática baseada em modelos linearizados por partes e se mostra viável para resolver o problema, entretanto é limitado porque apresenta incapacidade de lidar diretamente com decisões discretas. As restrições não lineares são penalizadas na função objetivo resultando em subproblema com apenas restrições lineares, que pode ser resolvido pelo algoritmo proposto. No algoritmo “*derivative-free*”, a função objetivo é amostrada para construir modelos de otimização dentro da chamada região de confiança, e então o algoritmo produz a próxima solução a partir da otimização da região de confiança, a função objetivo real deve ser avaliada durante a solução do subproblema.

Silva et al. (2015) propuseram a otimização de um sistema composto por poços produzindo em *manifolds*, onde a produção dos poços podem ser direcionadas e/ou divididas para múltiplos *manifolds*. As variáveis de decisão são a vazão de gás lift, a vazão de óleo e os múltiplos roteamentos poços-*manifolds*. O sistema é restrito às capacidades de tratamento dos fluidos na plataforma. As curvas de queda de pressão nas linhas, assim como as de desempenho de gás lift, são calculadas no software de escoamento multifásico Pipesim da Schlumberger® e são linearizadas por meio de interpolação do tipo SOS2. O problema linear é resolvido pelo solver CPLEX. A linearização do modelo é validada com simulações no software de escoamento.

Os trabalhos apresentados nessa sessão foram colocados na Tabela 1 de forma resumida de acordo com alguns aspectos. As colunas com nome “Pressão de Superfície”, “Separador” e “*Manifold*” apresentam a marcação “X” quando o respectivo

elemento é considerado no trabalho relacionado. A coluna "Curva de Desempenho dos Poços" aborda de forma resumida o método utilizado no seu tratamento. Já a coluna "Problema" corresponde ao tipo de problema resolvido no trabalho, nesse caso há dois tipos Problema Linear Inteiro Misto (PLIM) ou Problema Não Linear Inteiro Misto PNLIM. A última coluna, "Solução", apresenta qual método de solução foi utilizado no trabalho.

Tabela 1 - Resumo dos trabalhos de otimização de Gás Lift.

Trabalho	Pressão de superfície	Separador	<i>Manifold</i>	Curva de Desempenho dos Poços	Problema	Solução
Gang et al. (1990)				Aproximação Quadrática	PNLIM	Método de aproximação sucessiva
Alarcón et al. (2002)				Aproximação Própria	PNLIM	Algoritmo de programação quadrática sequencial (SQP)
Wang et al. (2002a)				-	PNLIM	Algoritmo de programação quadrática sequencial (SQP) – solver SNOPT
Wang et al. (2002b)	X		X	Interpolação Linear do tipo SOS2 / de Alarcón	PLIM/ PNLIM	Método de programação linear, método de programação separável e algoritmo genético
Rachid et al. (2011)	X	X	X	Spline (mas não usa iteração entre os poços)	PNLIM	Otimização - Simulação
Codas e Camponogara (2012)				SOS2	PLIM	Algoritmo de planos de corte
Teixeira (2013)				3 Tipos de Aproximação Lineares / Alarcón	PLIM/ PNLIM	Híbrido: solução inicial por um modelo linearizado e aplicação do algoritmo SQP
Silva et al. (2015)	X	X	X	Interpolação Linear do tipo SOS2	PLIM	Algoritmo = Solver CPLEX + validação no PIPESIM

2.2 Outros trabalhos

Gunnerud e Foss (2010) e Gunnerud et al. (2012) apresentam um problema similar ao proposto nesse trabalho que embora a injeção de gás lift não seja variável de decisão, a metodologia proposta é relevante para o trabalho e está descrita abaixo.

Gunnerud e Foss (2010) consideram um sistema complexo para a otimização e o divide em clusters, onde cada um dos oito clusters contém de seis a oito poços, e dois *manifolds*. As variáveis de decisão nesse caso são as pressões e vazões nos diversos pontos da malha de produção. Os clusters têm como restrições em comum apenas as capacidades de tratamento dos fluidos na plataforma e cada cluster possui suas próprias restrições relacionadas às pressões e vazões das linhas de produção e conectores (reservatórios, poço, *manifold*, plataforma). As curvas de desempenho dos poços são linearizadas por meio da interpolação linear do tipo SOS2 (explicada na sessão 5.2). Para a solução do problema linear, eles utilizam o método de decomposição de Lagrange e de Dantzig-Wolfe, onde ambos relaxam as restrições conjuntas dos clusters na função objetivo.

Gunnerud et al. (2012) resolveram o mesmo problema que Gunnerud e Foss (2010), com única diferença na solução do problema linear inteiro misto. Nesse trabalho o método de geração de colunas na estrutura de Branch & Price foi usado.

Outra linha de trabalhos que podem ser pesquisados para incorporar mais conhecimento acerca da iteração reservatórios – escoamento – produção, são os trabalhos de modelo de produção integrado (IPM). Normalmente esses modelos são usados mais na fase projeto do campo, porém apresentam ligação com o tema proposto.

Orioha et al. (2012) apresentaram os resultados da aplicação de IPM num campo produtor na Nigéria. Nesse trabalho a capacidade de tratamento de líquido da unidade de produção é escolhido de acordo com o fator de recuperação do reservatório. O modelo integrado de produção foi criado por meio do PETEX™ Prosper, GAP e MbaL, no qual é levado em consideração o reservatório, o poço, a elevação e escoamento do sistema de produção e os equipamentos de produção. Esse modelo é calibrado usando dados de produção e foi usado para entender melhor os efeitos das pressões na malha de produção e das taxas de gás lift na otimização da produção de óleo. Este trabalho não apresenta modelo matemático, apenas explica a metodologia e alguns resultados.

Em outra linha de trabalhos, o estudo de Camponogara e Nazari (2015) não apresenta uma resolução para o problema de fato, porém contribui para sua solução

propondo melhorias em etapas do processo de otimização. Eles apresentaram modelos para linearização por partes de funções não lineares com foco na linearização das curvas de desempenho dos poços para solução dos problemas de otimização. O principal objetivo é achar um ponto entre uma aproximação de qualidade sem deixar o modelo complexo ou computacionalmente lento. Dentre os modelos abordados estão funções com número fixo e máximo de segmentos lineares; estratégias para assegurar a continuidade das linearizações; procedimento para gerar curvas de envelope inferiores e superiores nas funções a serem linearizadas; e generalização desses modelos para lidar com variáveis aleatórias.

3 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Esse trabalho propõe otimizar a produção de óleo de um conjunto de poços em uma unidade de produção, com o modelo de otimização integrado à simulação do fluxo multifásico. O sistema de produção considerado apresenta mais de um separador de produção, *manifolds* de produção e poços satélites, como exemplificado na Figura 1. Os poços que produzem no *manifold* são fixos e decididos na fase projeto. Nessa figura “S1” e “S2” representam dois separadores e as linhas de produção conectadas a cada separador são usadas para visualizar a alocação dessas linhas aos separadores.

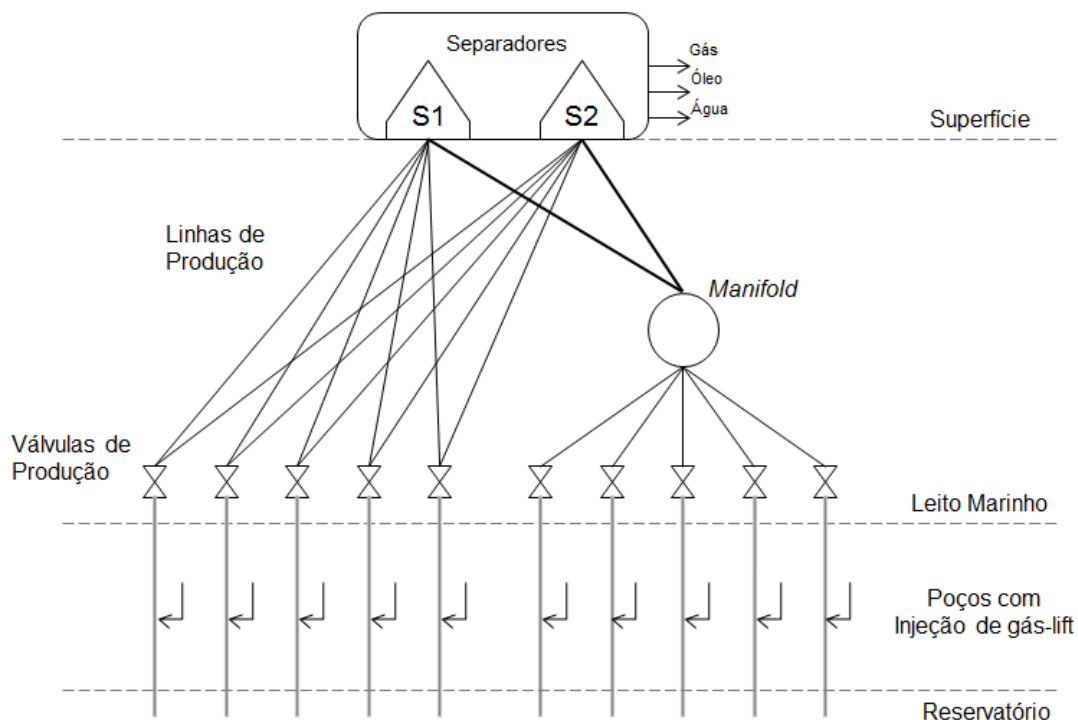


Figura 1 - Sistema de Produção. Fonte: Elaboração Própria.

A função objetivo do problema é maximizar a produção de óleo total da plataforma obedecendo às restrições de capacidade da plataforma. As variáveis de decisão do problema são: a vazão de gás lift injetado de cada poço, as pressões dos poços na chegada à plataforma (pressão de superfície), as pressões nas válvulas de produção dos poços (que são representadas pelas vazões de produção) e a alocação dos poços aos separadores de produção.

A produção de óleo é acompanhada de gás e água. Essa mistura de fluidos produzidos passa por separação e por tratamentos para enquadrá-los nos requisitos de

exportação (óleo e gás) e descarte (água). Nas plataformas, além dessas, inúmeras atividades são realizadas, com isso, seu espaço é limitado e o sistema de tratamento desses fluidos possui uma capacidade definida na fase de projeto. Essas capacidades são as restrições do problema de otimização da produção.

A Figura 2 apresenta como o tratamento dos fluidos produzidos funciona quando há mais de um separador de produção envolvido no processo. Nessa figura há dois separadores (representados por “S1” e “S2”) que recebem a produção dos poços (mistura dos três fluidos). Esses separadores fazem a primeira separação, no qual separam o gás da fase líquida. O gás que sai dessa primeira fase de cada separador é unido para realizar seu tratamento e compressão. Assim, não importa quantos separadores há no sistema, a vazão de gás produzido é toda tratada em conjunto, só havendo uma capacidade máxima de tratamento/compressão de gás, representada na figura por $q_{gas,max}$. A fase líquida que sai dessa primeira estação de tratamento é encaminhada para mais uma separação, e essa separação possui uma capacidade máxima de tratamento do líquido produzido para cada separador, representada na Figura 2 por $q_{liq,max}^{s1}$ e $q_{liq,max}^{s2}$ para cada separador. A água que sai desse tratador de líquido de cada separador é unida para realizar seu tratamento e só há uma capacidade máxima de tratamento de água, representada por $q_{w,max}$. Após essa segunda fase de tratamento, tem-se então óleo produzido e este é considerado sem capacidade máxima, conforme especificado na fase projeto.

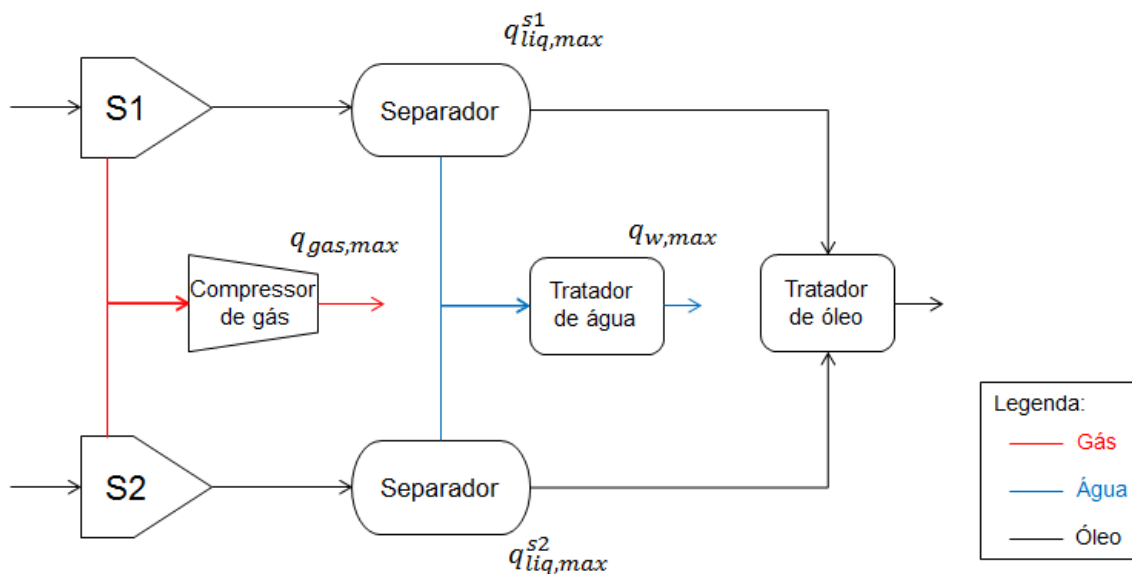


Figura 2 - Sistema de Tratamento da Plataforma. Fonte: Elaboração Própria.

As vazões de óleo, água e gás se relacionam por meio das variáveis BSW e RGO. BSW (do inglês, *Basic Sediments and Water*) representa a proporção de água produzida em relação a quantidade de líquido (água + óleo) produzido. Já o RGO é a razão de gás óleo e representa a quantidade de gás produzido em relação a quantidade de óleo. Há também o RGL que é a razão gás líquido, ambas variáveis podem ser usadas para relacionar a produção de gás e óleo. Essas variáveis são provenientes da área de engenharia de reservatórios e sofrem alterações de acordo com a produção do campo. Entretanto, como este trabalho visa uma decisão de curto prazo, estas são consideradas constantes para o instante da simulação-otimização, sem interferir nos resultados.

Já relação entre as vazões de produção, a vazão de gás injetado e as pressões de cada poço são representadas pelas curvas de desempenho de gás lift dos poços que representam a ligação entre o reservatório e a linha produção de um poço. Essas curvas são obtidas por meio de análise de sensibilidade de gás lift em simulação do fluxo multifásico desde o fundo do poço até a superfície. A princípio, o que é preciso saber para a otimização é que essas curvas relacionam a vazão de gás lift, a pressão de superfície e a vazão de produção de um poço e são essenciais para encontrar o ponto operacional. Os princípios físicos envolvidos na produção dessas curvas e mais detalhes estão abordados no capítulo 4.

A inclusão de mais de um separador de produção no problema adiciona a alocação dos poços aos separadores como mais um variável de decisão no problema. Em pontos operacionais em que a produção está restrita pelas capacidades de tratamento dos fluidos a combinação dos poços que produzem em cada separador pode se tornar uma decisão importante e interferir na produção de óleo.

4 ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

Esse capítulo visa apresentar as principais variáveis, parâmetros e conceitos envolvidos no escoamento multifásico do fundo do poço até a superfície, com ênfase no problema estudado, ou seja, para a formação das curvas de desempenho dos poços.

A produção de óleo é acompanhada da produção de gás e água, compondo uma mistura com a presença de mais de uma fase (líquida e gasosa), o que caracteriza o escoamento da produção como multifásico. Segundo Brill e Mukherjee (1999), o escoamento multifásico apresenta comportamento mais complexo do que o monofásico. Parte dessa dificuldade a mais se deve às distintas propriedades de líquidos e gases no escoamento conjunto. Primeiramente, as fases tendem a se separarem devido a diferença na densidade. A diferença de densidade em conjunto com a de viscosidade alteram as tensões cisalhantes nas paredes dos dutos que acarretam em diferentes velocidades das fases ao longo da produção. Conforme a pressão diminui o gás se expande mais que o líquido e sua velocidade local tende a se alterar mais. Todas essas diferenças de comportamento levam a tendência do gás de se deslocar mais rápido que o líquido, esse efeito é chamado de escorregamento e não é estimado de forma trivial.

Essas características das fases as levam a uma distribuição física nos dutos, esse comportamento é denominado regime de fluxo ou padrão de fluxo, e é um dos aspectos mais significativos do escoamento multifásico. O regime de fluxo existente durante o escoamento é dependente de diversas forças/fenômenos físicos que atuam sobre os fluidos, e conseqüentemente, é dependente das vazões dos fluidos, diâmetro do duto, ângulo de inclinação e propriedades físicas dos fluidos. O tipo de regime de fluxo altera significativamente o gradiente de pressão, e um dos principais problemas é que as propriedades dos fluidos variam com a pressão. Ou seja, os regimes de fluxo dependem das propriedades dos fluidos e o regime altera o cálculo do diferencial de pressão, e esse diferencial de pressão é um dos principais parâmetros para o cálculo das propriedades dos fluidos. Essa alta ligação entre o regime de fluxo, propriedades dos fluidos e diferencial de pressão, juntamente com a alta complexidade do fluxo multifásico resulta em um alto grau de empirismo na predição do comportamento do fluido no escoamento (Brill e Mukherjee, 1999).

Dentre os cálculos presentes na modelagem do fluxo multifásico em dutos, a pressão ao longo da linha de produção é o elemento chave. Com o diferencial de pressão

traçado, é possível encontrar o ponto de equilíbrio do sistema, sendo que este processo é feito de forma iterativa. Para os fluidos escoarem do fundo poço até a superfície eles precisam de uma pressão para “empurrá-los”, quanto maior o caminho, mais pressão é necessária. Essa pressão é proveniente do reservatório e é considerada “disponível” para o escoamento. Por outro lado, ao longo do percurso feito pelo fluido, este vai “perdendo” pressão devido a fatores como aceleração, gravidade e fricção. Assim, os fluidos necessitam de uma pressão para o escoamento ocorrer, e esta pode ser chamada de pressão requerida. Deve haver um equilíbrio entre a pressão disponível e a requerida, caso contrário, não há escoamento. Esse equilíbrio é computado em um ponto do sistema que é chamado na literatura por análise nodal.

Para dar início ao desenvolvimento do capítulo, primeiramente são explicadas algumas propriedades dos fluidos, depois é feita uma breve descrição do cálculo de diferencial de temperatura e pressão na linha. A partir dessas informações, é explicada a análise nodal do sistema, como o gás lift interfere nessa análise e, para finalizar, a formação das curvas de desempenho dos poços.

4.1 Propriedades dos Fluidos

Há basicamente duas formas de descrever a mistura dos fluidos produzidos: o modelo composicional e o modelo *black-oil*. O modelo composicional utiliza do equacionamento completo dos compostos da mistura. Esse conhecimento específico de todos os componentes da mistura requer medições diretas, o que torna seu uso custoso e o alto nível de detalhamento gera um esforço computacional elevado, assim, esse método é pouco usado na indústria (Vilella, 2004). Este modelo é mais recomendado para óleos leves e voláteis, por serem mais sensíveis a mudanças composicionais de gás quando submetidos a alterações de pressão e temperatura.

Já o modelo *black-oil* assume uma composição constante do óleo, ou seja, não há transferência de massa intra-sistema a não ser por evaporação de gás. Esse modelo pode ser aplicado a uma grande variedade de óleos, geralmente com densidade inferior a 45° API, razão gás óleo (RGO) inicialmente inferior a 400 m³/m³ e fator volume formação (B_o) inferior a 2 m³/m³, caracterizando óleos de baixo encolhimento (OLIVEIRA, 2003). Para determinar as propriedades da mistura, essa abordagem utiliza de dois parâmetros (razão de solubilidade e fator volume formação) que traduzem o grau de mistura entre os componentes de acordo com o estado termodinâmico local, e

então as propriedades dos fluidos e da mistura podem ser computadas. Essa abordagem *black-oil* é altamente utilizada na indústria e também será adotada nesse trabalho.

A razão de solubilidade, representada por R_s é o parâmetro que representa a quantidade de gás presente (dissolvido) no líquido a uma dada condição de pressão e temperatura.

O fator volume formação é usado para relacionar o volume ocupado por um fluido em uma determinada condição de pressão e temperatura com seu volume ocupado em condições de pressão e temperatura padrão. Sua nomenclatura usual e adotada nesse trabalho é B_o para o fator volume formação do óleo, B_g , para o do gás e B_w , para o da água.

O fator volume formação do óleo e a razão solubilidade são calculados a partir de correlações empíricas. Já o fator volume formação do gás é calculado pela sua definição. Após o cálculo dessas propriedades, o cálculo das outras necessárias para o escoamento, como massa ou peso específico e viscosidade, se torna possível. As correlações ou métodos utilizados nesse trabalho para os cálculos das propriedades dos fluidos estão presentes na Tabela 2, assim como a referência bibliográfica onde podem ser encontrados.

Tabela 2 - Métodos e Correlações utilizados.

Propriedade	Símbolo	Método/ Correlação	Referência
Fator volume formação do óleo	B_o	Standing	Rosa <i>et. al.</i> (2011)
Fator volume formação do gás	B_g	Definição	Rosa <i>et. al.</i> (2011)
Fator volume formação da água	B_w	McCain	McCain (1991)
Razão de solubilidade do gás no óleo	R_s	Standing	Rosa <i>et. al.</i> (2011)
Fator de compressibilidade do gás	Z	Kareem	Kareem <i>et. al.</i> (2016)
Pressão crítica do gás	P_c	Standing	Standing (1981)
Temperatura crítica do gás	T_c	Standing	Standing (1981)
Viscosidade do óleo morto	μ_{od}	Beggs-Robinson	Beggs <i>et. al.</i> (1975)
Viscosidade do óleo saturado	μ_{os}	Beggs-Robinson	Beggs <i>et. al.</i> (1975)
Viscosidade do óleo	μ_o	Vasquez-Beggs	Vasquez <i>et. al.</i> (1980)
Viscosidade do gás	μ_g	Lee	Lee <i>et. al.</i> (1966)
Viscosidade da água a pressão atmosférica	μ_{wATM}	Mc Cain	Mc Cain (1989)
Viscosidade da água	μ_w	Mc Cain	Mc Cain (1989)

Usualmente, essas correlações precisam de dados como pressão e temperatura do estado, °API do óleo, pressão do ponto de bolha ou de saturação (P_b), densidade do gás (γ_g) e a densidade da água (γ_a).

O grau API é uma função hiperbólica da densidade do óleo (γ_o) largamente utilizada na indústria do petróleo, e sua relação está expressa na equação 2 (ROSA et al. 2011).

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (2)$$

Outros valores que normalmente são conhecidos, necessários para os cálculos e usuais na indústria de petróleo são o BSW, RGO e RGL. O BSW que também é conhecido como *watercut* (WC), é a proporção de água produzida dentre a quantidade total de líquido produzido, como apresentado na equação 3. O RGO é a razão gás óleo e representa o quanto de gás é produzido frente a quantidade de óleo, este está presente na equação 4. Por último o RGL é a razão gás líquido, representado pela equação 5, relaciona a produção de gás e líquido (óleo e água).

$$BSW = \frac{Q_{\text{água}}}{(Q_{\text{óleo}} + Q_{\text{água}})} \quad (3)$$

$$RGO = \frac{Q_{\text{gás produzido}}}{Q_{\text{óleo}}} \quad (4)$$

$$RGL = \frac{Q_{\text{gás produzido}}}{(Q_{\text{óleo}} + Q_{\text{água}})} \quad (5)$$

4.2 Diferencial de Temperatura

As propriedades dos fluidos variam de acordo com a pressão e temperatura que são submetidos, com isso, traçar o gradiente de temperatura é de grande importância para a determinação das propriedades com maior acurácia, mesmo que este não seja diretamente necessário para as curvas de desempenho. O perfil de temperatura também é de grande importância na fase de projeto das linhas de escoamento para análises como de expansão e de flambagem dos dutos, previsão de proteção contra corrosão, formação de hidratos e deposição de parafinas e asfaltenos. Nessa fase é decidido se os dutos precisam de camadas de isolamento térmico para garantir temperatura mínima dos fluidos (Bai, 2005).

O cálculo da temperatura ao longo da linha de produção é feito para análise em regime transiente e para o estado estacionário. O regime transiente é importante quando há alguma interrupção na produção e deve-se assegurar que a temperatura do fluido está fora da faixa de formação de sólidos (Bai, 2005). Já o estado estacionário é considerado durante o escoamento da produção, assim, nesse trabalho são considerados apenas cálculos para o estado estacionário.

O óleo produzido entra no fundo do poço com a mesma temperatura do reservatório. Conforme o óleo vai sendo produzido ao longo do poço, sua temperatura fica maior que a da formação, porque a temperatura da formação diminui com a redução da profundidade. Essa diferença nas temperaturas do fluido dentro do poço e da formação causa transferência de calor do fluido para o seu entorno. Além disso, se há injeção de gás lift ou a presença de outro fluido no espaço anular, este também troca calor com o fluido dentro do poço (Hasan e Kabir, 2002). Quando o óleo sai do poço e entra nas linhas de escoamento, a troca térmica passa a ser somente com a água do mar. Conforme a profundidade da lamina d'água diminui, maior é a temperatura da água.

Nos cálculos, a formação é tratada como um sólido homogêneo e, normalmente, de temperatura com variação linear. Devido à simetria em volta do poço e negligenciando a troca vertical, já que o diferencial é discretizado verticalmente, o sistema de troca de calor é considerado unidimensional.

Uma das principais dificuldades encontradas para os cálculos da troca térmica é computar o coeficiente de transferência global de calor (U). Para calcular esse coeficiente são necessários dados como condutividade térmica do duto, do cimento, do revestimento e dos fluidos do anular e produzidos, além dos coeficientes de troca térmica por convecção dos fluidos do anular e produzidos. Nesse trabalho, a partir dos dados disponíveis, o coeficiente U não é calculado, porém é um dado de entrada. Por um lado esse fato é positivo, pois reduz a quantidade de cálculos. Entretanto, para a troca de calor dentro dos poços, não é possível a inclusão da troca de calor com o gás lift e os efeitos da pressão nos cálculos da temperatura ficam simplificados, no qual apenas a pressão no fundo do poço é contabilizada.

A forma com que é calculada a troca térmica dos fluidos produzidos é diferente para os trechos de produção nos poços e nos *flowlines* e *risers*. Hasan e Kabir (2002) apresentam como pode ser quantificada a troca térmica dos fluidos dentro dos poços a partir da equação de balanço de energia. Primeiramente é definido o “comprimento relaxado” (L_R), parâmetro que pode ser visto como um tipo de coeficiente de troca térmica global para o sistema poço-formação com unidade inversa a de comprimento (como exemplo, ft^{-1}). O comprimento relaxado aparece na equação 6.

$$L_R = \frac{2\pi r_{to} U(z)}{c_p w} \quad (6)$$

Em que,

$U(z)$: o coeficiente global de troca térmica na profundidade z , em $Btu/(hr \cdot ft^2 \cdot ^\circ F)$;

w : vazão mássica do fluido; em lbm/hr ;

r_{to} : raio externo do *tubing* de produção, em ft ;

c_p : capacidade térmica, em $Btu/(lbm \cdot ^\circ F)$;

A partir do cálculo do L_R , Hasan e Kabir (2002) utilizam a equação 7 para determinar a temperatura do fluido produzido (T_f).

$$T_f = T_{ei} + \frac{1 - e^{dz L_R}}{L_R} \left(g_G \text{sen } \alpha + \Phi - \frac{g \text{ sen } \alpha}{c_p J g_c} \right) \quad (7)$$

Em que,

T_{ei} : temperatura da formação na profundidade z , em $^\circ F$;

dz : distância medida a partir do fundo do poço, em ft ;

g_G : gradiente geotermal da formação, em $^\circ F/ft$;

α : ângulo do poço em relação à horizontal, em rad ou $graus$;

g : aceleração da gravidade;

J e g_c : conversores de valores;

Φ : parâmetro calculado pela equação 8 se $w > 5 lbm/s$, caso contrário, $\Phi = 0$.

$$\Phi = -0.002978 + 1.006 \times 10^{-6} p_{wf} + 1.906 \times 10^{-4} w - 1.047 \times 10^{-6} GLR + 3.229 \times 10^{-5} API + 0.004009 \gamma_g - 0.3551 g_G \quad (8)$$

Em que,

p_{wf} : pressão no fundo do poço, em $psia$.

Já a troca de calor do fluido nos *flowlines* e *risers* foi computada a partir da equação 9, obtida em Bai (2005).

$$T_f(x) = T_o + (T_{fin} + T_o) \exp\left(\frac{-U(z)\pi D_i x}{w c_p}\right) \quad (9)$$

Em que,

T_o : temperatura externa, em $^\circ F$;

T_{fin} : temperatura do fluido inicial, em $^\circ F$;

D_i : diâmetro interno do duto, em ft ;

x : distância medida do ponto inicial, em ft .

É importante observar que a temperatura externa no caso estudado é a temperatura da água do mar, e esta também varia de acordo com a profundidade em que está se trabalhando.

4.3 Diferencial de Pressão

Já foi apresentado que para descrever a mistura dos fluidos produzidos é utilizado o modelo *black-oil*, foram apresentados os parâmetros usados nesse modelo, as correlações usadas para o cálculo das propriedades de cada fluido, o que foi considerado e como é computada a variação de temperatura do fluido produzido. Nessa sessão são apresentados alguns conceitos presentes no cálculo do gradiente de pressão, as considerações feitas e quais correlações foram usadas.

O gradiente de pressão, assim como o de temperatura, é computado considerando o escoamento em estado estacionário. Seus cálculos foram desenvolvidos a partir das equações de Conservação de Massa, Momento e Energia (Brill e Mukherjee, 1999) e está representado pela equação 10.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \quad (10)$$

Onde a primeira parcela é referente ao atrito entre os fluidos e as paredes do duto, a segunda é referente ao gradiente de pressão causado pela coluna hidrostática (também chamado de termo gravitacional), e a terceira é chamada de componente de aceleração ou de energia cinética e é referente à mudança na velocidade. A parcela gravitacional normalmente é a mais importante, sendo responsável por contribuir de 80 a 95% na perda de carga total. Já a parcela referente à fricção normalmente representa de 5 a 20% da perda de carga total. E a parcela relativa à aceleração possui menor participação no total, e geralmente não é considerada.

O termo de perda de carga por fricção é calculado pela equação 11.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f \rho_f v_f^2}{2D} \quad (11)$$

Em que,

f : fator de fricção, adimensional, e representa a proporção da tensão de cisalhamento com a energia cinética do fluido por unidade de volume;

ρ_f : massa específica do fluido;

v_f : velocidade do fluido;

D : diâmetro interno do duto.

A parcela de elevação ou hidrostática é calculada pela equação 12 e a de aceleração pela equação 13.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{el} = \rho_f g \operatorname{sen}\theta \quad (12)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} = \rho_f v_f \left(\frac{dv_f}{dL}\right) \quad (13)$$

As equações 11 a 13 são usadas para os cálculos de escoamento monofásico ou multifásico, o que as modifica para cada tipo de escoamento é basicamente a forma de calcular as propriedades dos fluidos. O escoamento multifásico apresenta peculiaridades devido a presença do gás escoando em conjunto com a fase líquida. As diferenças do comportamento do gás em relação ao comportamento do líquido faz com que as fases se separem e o gás tende a ter uma velocidade mais alta, caracterizando o escorregamento. A separação e o escorregamento entre as fases gera o que é chamado de padrão ou regime de fluxo. Como exemplos de padrões de fluxo tem o segregado, transição, intermitente e distribuído. Os limites de inclusão dos escoamentos em cada padrão de fluxo variam de acordo com a correlação, e se o escoamento é horizontal, inclinado ou vertical.

Para computar o diferencial de pressão há diversas correlações empíricas na literatura, cada uma faz diferentes considerações em seus cálculos. Brill e Mukherjee (1999) apresentam essas correlações divididas em três categorias: A, B e C. As correlações da categoria tipo A não consideram o escorregamento entre as fases e divisão por padrão de fluxo, as do tipo B, passam a considerar o escorregamento, porém ainda não consideram os padrões de fluxo, já as do tipo C consideram o escorregamento e os padrões de fluxo.

Dentre as diversas correlações presentes na literatura para efetuar os cálculos de escoamento multifásico, além da separação por categoria, geralmente elas se diferenciam pela forma que calculam o fator de fricção f e como consideram o escorregamento entre as fases para calcular as propriedades dos fluidos. Nesse trabalho a correlação de Beggs e Brill (1973) foi escolhida para efetuar os cálculos. Essa

correlação é do tipo C, ou seja, considera os padrões de fluxo e o escorregamento entre as fases, pode ser usada para escoamento horizontal, vertical e inclinado e é altamente adotada pela indústria do petróleo.

Os cálculos do gradiente de pressão são feitos para cada seguimento do escoamento a partir de um ponto até finalizar toda a linha de produção, e para isso são necessários os valores das propriedades dos fluidos atualizadas a cada passo. Assim há um processo de convergência de valores, já que os cálculos das propriedades e da temperatura dos fluidos e perda de carga são entrelaçados e dependentes entre si. O algoritmo usado para realizar tal convergência está presente na sessão 5.1 desse trabalho.

4.4 Análise Nodal

Na produção de petróleo, os fluidos se deslocam pelo reservatório e pelo sistema de produção para chegar até a superfície. A engenharia de reservatórios cuida da parte do deslocamento dentro do reservatório e o deslocamento do fundo do poço até a superfície é estudada pela engenharia de produção (elevação e escoamento). A energia original disponível para o transporte dos fluidos do reservatório até a superfície é proveniente do reservatório. Já a quantidade de óleo e gás a ser produzida (sair do reservatório) depende da queda de pressão que esse fluido vai sofrer, e a queda de pressão do fluido depende da quantidade de fluido produzido. Assim o sistema de produção deve ser analisado como um só. A análise nodal é uma técnica aplicada para analisar o desempenho de sistemas e como ocorre a interação entre eles. No caso dos poços, essa técnica permite a determinação da capacidade de produção para uma diversa gama de combinações de parâmetros do sistema (Beggs, 1991).

A análise nodal consiste em selecionar um ponto ou nó do sistema e separar a análise entre o que entra e o que sai desse nó até que os componentes da análise fiquem iguais, então o equilíbrio do sistema é encontrado. Para o caso dos poços, essa análise é basicamente a relação entre a vazão de produção e a pressão de cada componente, e esta relação deve estar disponível. A vazão de produção do sistema é encontrada quando a vazão que entra em um nó é igual à vazão que sai desse nó e somente existe uma pressão para cada nó do sistema.

Os pontos mais comuns para realizar a análise nodal do sistema de produção de poços são o fundo do poço e a cabeça do poço. Aqui nesse trabalho vai ser utilizado o fundo do poço. Nesse ponto pode ser observado que mudança na pressão corresponde a

respostas opostas nos dois lados do sistema: quanto maior a vazão de produção, no reservatório, menor a pressão no fundo do poço; já para as linhas, maior a pressão no fundo do poço requerida para produzir tal vazão. Esse impasse caracteriza o ponto de equilíbrio entre a pressão disponível pelo reservatório e a pressão requerida para escoar os fluidos. A Figura 3 ilustra esse equilíbrio pressão e vazão.

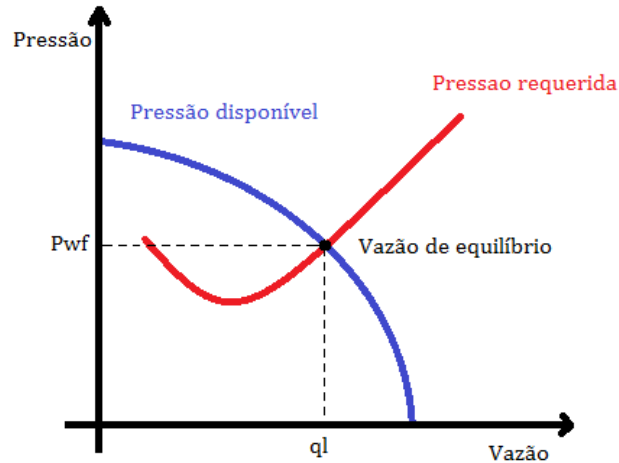


Figura 3 – Exemplo de Análise Nodal. Fonte: Elaboração Própria

A curva de pressão disponível expressa a capacidade do reservatório de produzir, para cada valor de vazão de produção tem uma pressão de fundo do poço relacionada. Essa curva de pressão disponível é conhecida na literatura como *Inflow Performance Relationship* – IPR. Em contrapartida, a curva de pressão requerida descreve a relação pressão-vazão necessária para transportar os fluidos do fundo do poço até a superfície. A curva de pressão requerida é conhecida como *Tubing Performance Relationship* – TPR.

4.4.1 IPR

Para dar início à descrição da IPR, deve ser explicado o conceito de índice de produtividade do poço (IP). O IP de um poço mede o seu potencial de produção, a partir de um cálculo simples como mostrado na equação 14.

$$IP = \frac{Q_{\text{líquido}}}{\bar{P}_r - P_{wf}} \quad (14)$$

Em que, $Q_{\text{líquido}}$ é a vazão de líquido, \bar{P}_r é a pressão média do reservatório e P_{wf} é a pressão no fundo do poço. O denominador dessa equação também é conhecido na indústria como *drawdown*.

O IP e IPR estão intimamente ligados. Quando a pressão está acima da pressão de saturação a IPR é uma linha reta e o IP é a tangente do ângulo que a IPR faz com a vertical. Este fato ocorre porque acima de saturação não há produção de gás, somente de óleo, e a hipótese de fluido incompressível é válida.

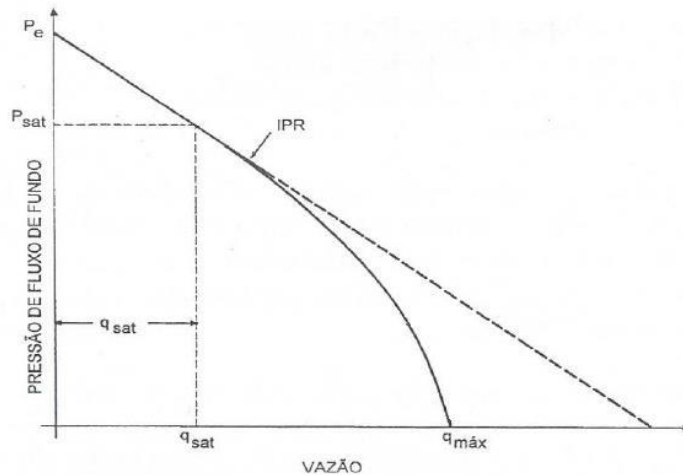


Figura 4 - IPR linear e não-linear. Fonte: Rossi, 2004

Poucos são os poços que produzem em uma pressão acima da saturação e o modelo de IPR linear não reproduz a realidade. Com isso, foram desenvolvidos modelos de IPR não lineares para poços que produzem abaixo da pressão de saturação. A Figura 4 mostra a diferença entre uma IPR linear, representada pela curva tracejada e uma IPR não-linear. Um modelo de IPR não linear altamente utilizado pela indústria é o modelo de Vogel, descrito pela equação 15.

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (15)$$

Em que:

q : vazão em condições de superfície, m^3/dia ;

q_{max} : vazão máxima teórica de produção (quando a pressão no fundo do poço é nula), m^3/dia ;

P_r : pressão estática do reservatório, kgf/cm^2 ;

P_{wf} : pressão no fundo do poço, kgf/cm^2 .

A Figura 5 é um exemplo de IPR de Vogel com valores típicos.

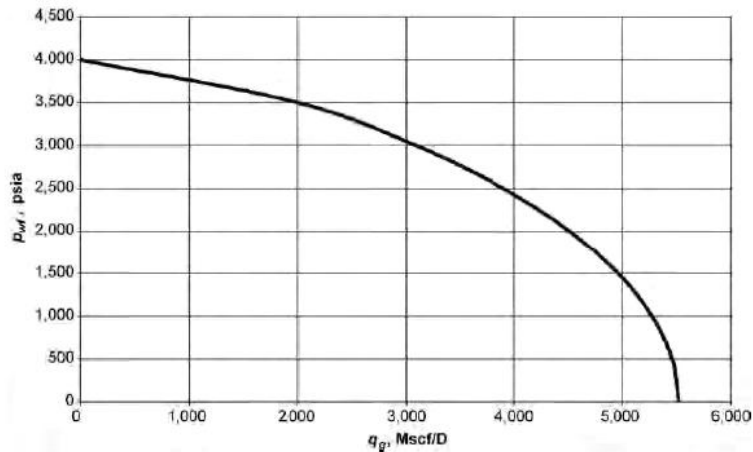


Figura 5 - Exemplo de IPR de Vogel. Fonte: Lake, 2007

4.4.2 TPR

A TPR é conhecida como a curva de pressão requerida para escoar a produção do fundo do poço até a superfície. Essa curva descreve o consumo de energia necessário para certa condição de escoamento e, matematicamente, é calculada pelas perdas de carga que a produção sofre, ou seja, por meio do diferencial de pressão como mostrado na sessão 4.3 desse trabalho.

Diversos fatores no escoamento podem mudar o perfil dessa curva, como o comprimento e diâmetro da linha de escoamento, a vazão de produção, o RGO, o BSW, a viscosidade dos fluidos e a quantidade de injeção de gás lift ou de outro método de elevação artificial. (Beggs, 1991) Assim, essas decisões mudam a vazão de produção do sistema, como pode ser observado na Figura 6, um exemplo para três diferentes TPRs. Nessa figura pode ser observado que a TPR A não cruza com a IPR em nenhum ponto, assim a produção com as condições usadas nessa TPR não é fisicamente viável e é necessário algum método de elevação artificial, como bomba ou injeção de gás lift. Já a TPR B encontra com a IPR e o poço produzirá na vazão de interseção das retas. O mesmo ocorre com a TPR C, porém com uma vazão maior de produção e a uma pressão menor.

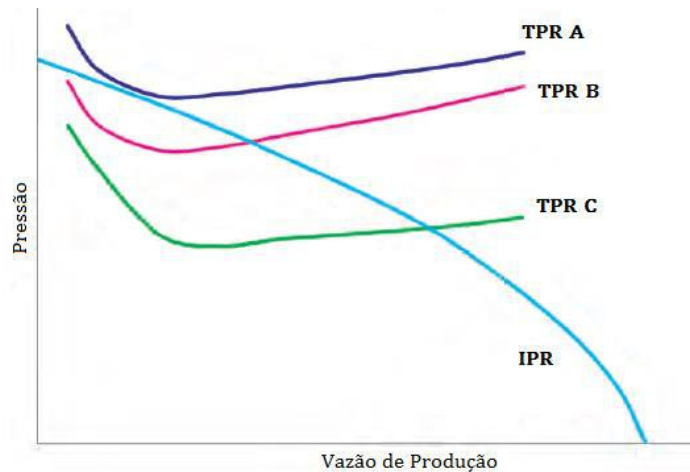


Figura 6 – Exemplos de TPR. Fonte: Adaptado de Lake, 2007

4.5 Gás Lift e as Curvas de Desempenho

Com relação ao método de produção, há dois tipos de poços, os surgentes, que possuem energia o suficiente para produzirem, e os poços que precisam de algum método de elevação artificial para produzir. No Brasil cerca de 70% dos poços produzem com injeção de gás lift como método de elevação artificial (Teixeira, 2013). O gás lift é um método caracterizado pela injeção de gás na coluna de produção para diminuir o “peso” do fluido produzido. Essa maior quantidade de gás reduz a pressão hidrostática necessária para elevar a produção e com isso altera a curva de pressão requerida como um todo. A Figura 7 mostra duas TPRs, uma verde e uma roxa. A TPR verde é de um poço não surgente que precisa de um método de elevação artificial para a sua produção, já a TPR roxa é a TPR desse mesmo poço com injeção de gás lift. O ΔP assinalado na figura representa a diferença na pressão hidrostática que o gás injetado forneceu ao sistema. Olhando como referência a vazão de líquido assinalada, a vazão de injeção de gás lift foi a necessária para equiparar a pressão disponível pela IPR para produzir esse líquido com a pressão requerida pelo sistema.

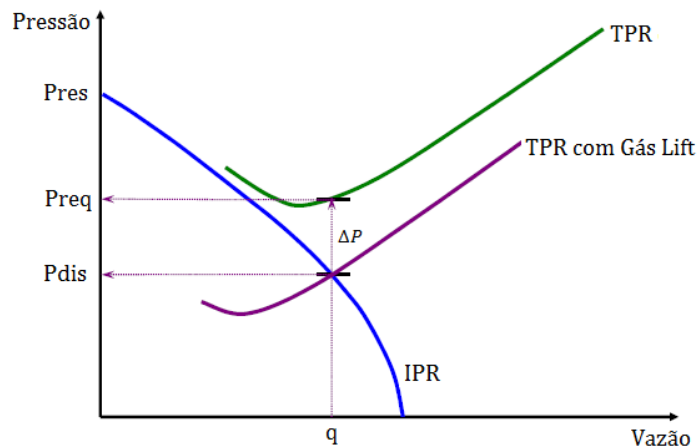


Figura 7 - TPR com injeção de gás lift. Fonte: Elaboração Própria.

O aumento da vazão de gás injetado faz com que a TPR se desloque para a direita (como ocorre com a TPR verde para a roxa na Figura 7) e a vazão de equilíbrio da produção também aumenta. Entretanto a partir de certo valor de gás injetado, o aumento da perda de carga do sistema pelo componente de fricção excede a queda de pressão do sistema pela pressão hidrostática e a vazão de equilíbrio do sistema começa a cair. Esse comportamento está presente na Figura 8, na qual cada TPR apresentada é referente a um valor de gás lift. Nessa figura pode ser observado que a TPR 4 resulta na vazão q_4 , que é menor que a vazão q_3 , resultante da TPR 3, com menor valor de injeção de gás lift que a TPR 4.

O ponto de injeção do gás lift também pode alterar o perfil dessas curvas, entretanto não está no escopo desse trabalho avaliar a interferência desse parâmetro, uma vez que este já é decidido na fase de projeto.

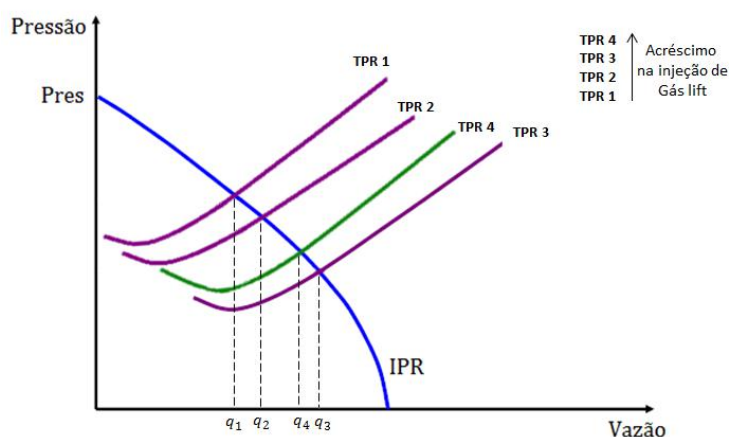


Figura 8 - TPR para diferentes valores de Gás Lift. Fonte: Elaboração Própria.

As interseções das curvas de TPR para várias vazões de gás lift e a curva de IPR fornecem como informação a vazão de produção para cada valor de injeção de gás lift.

Essa relação é conhecida como as curvas de desempenho de gás lift dos poços. A vazão máxima de produção de um poço assim como a vazão de gás lift necessária é obtida por essa curva. A Figura 9 apresenta um exemplo de uma curva de desempenho, as vazões obtidas na Figura 8 são encontradas nessa curva com seu respectivo valor de gás lift. Nessa figura também pode ser observado que a inclinação da curva diminui ao se aproximar da vazão máxima. Assim, um grande incremento no gás lift fornece pouco incremento na vazão de produção como retorno, e dependendo do custo de compressão o ponto ótimo econômico pode ser diferente do ponto de maior vazão.

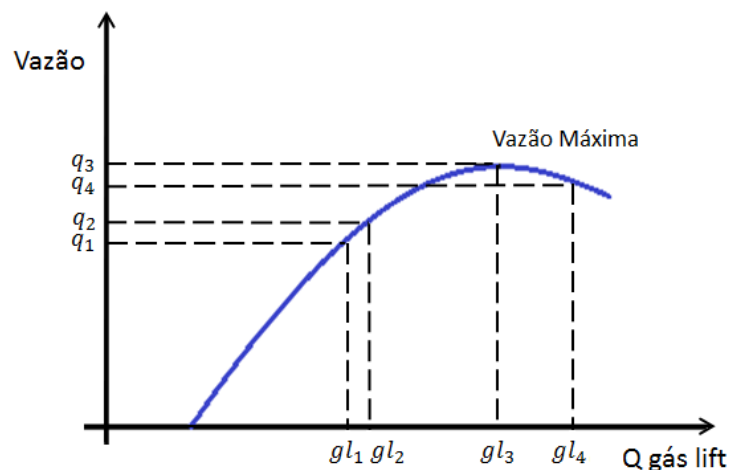


Figura 9 - Exemplo de Curva de Desempenho de Gás Lift. Fonte: Elaboração Própria.

Em um cenário em que há uma quantidade de gás lift ilimitada para um conjunto de poços, todos os poços podem produzir com sua vazão máxima. Entretanto em alguns momentos da vida produtiva de um campo não há capacidade de compressão de gás suficiente para todos os poços operarem no ponto máximo. Nesses momentos de restrição, a otimização se torna uma operação fundamental para obter a maior produção possível a partir dos recursos disponíveis.

5 MODELAGEM

Nesse trabalho o problema é dividido em duas partes principais: a simulação e a otimização. A simulação do fluxo multifásico é feita para encontrar as curvas de desempenho dos poços e *manifold*, e a otimização utiliza essas curvas para encontrar o ponto operacional ótimo. Nesse capítulo são apresentadas as modelagens para a simulação e para a otimização.

5.1 Simulação

Na simulação do fluxo multifásico, a formação das curvas de desempenho de gás lift dos poços é um processo complicado no qual há diversos cálculos que devem ser feitos por meio de iterações para a convergência dos resultados. Assim, essa sessão apresenta os principais algoritmos envolvidos nos cálculos para a formulação das curvas de desempenho.

Primeiramente, é destacada a direção do cálculo da temperatura e da pressão. Os cálculos desses gradientes geralmente começam a partir de um ponto onde se tem o dado da temperatura e/ou pressão. Assim, foi adotado nesse trabalho e mostrado na Figura 10, que o gradiente de temperatura é calculado do fundo do poço até a superfície, no qual o fluido entra no poço com a temperatura do reservatório (T_{res}), que é um dado fornecido. Já o gradiente de pressão é calculado da superfície até o fundo do poço, onde a pressão do separador (P_{sup}), é um dado fornecido para os cálculos.

Na Figura 10 também pode ser observado que tanto o poço quanto as linhas de escoamento estão discretizadas e os cálculos são realizados para cada trecho da discretização seguindo o sentido mostrado.

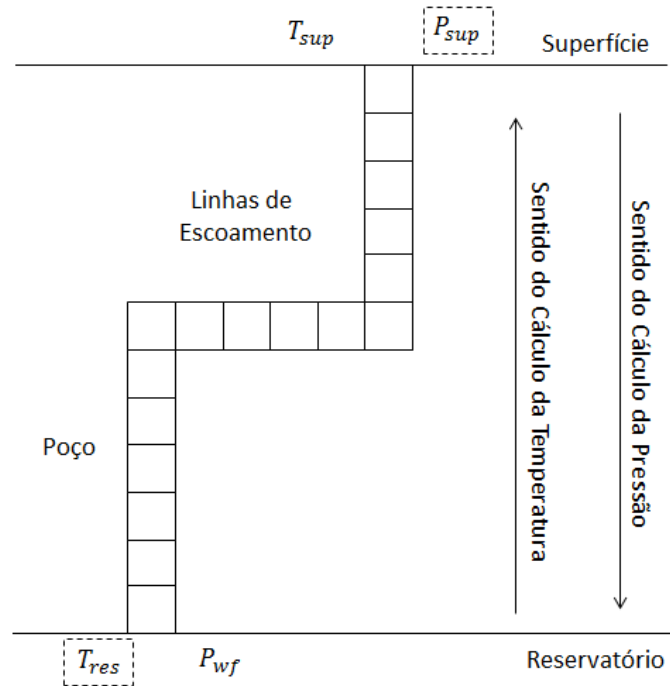


Figura 10 - Direção do gradiente de Pressão e de Temperatura. Fonte: Elaboração Própria.

No cálculo da perda de carga dentro de um segmento, inicialmente é estimado o diferencial de pressão desse segmento (ΔP) e então é usada a pressão média desse segmento ($P_{m\u00e9dio}$) para contabilizar as propriedades dos fluidos. O diferencial de pressão do segmento é a diferença entre a pressão de saída e a de entrada do segmento e a pressão média é a média entre essas duas pressões. Nesse momento a temperatura média do segmento já é sabida e é um dado de entrada, a forma como é obtida é explicada mais a frente. Com esses dados médios, calculam-se as propriedades dos fluidos e depois o diferencial de pressão desse segmento por meio das correlações do fluxo multifásico. Esse diferencial de pressão calculado deve ser igual ao diferencial de pressão inicialmente estimado, segundo uma tolerância para a convergência dos cálculos. Caso esse diferencial se enquadre na tolerância usada, o diferencial de pressão desse segmento foi encontrado e segue para o cálculo do próximo segmento. Caso o diferencial encontrado não seja aceito, a pressão média desse segmento ($P_{m\u00e9dio}$) é atualizada a partir do valor do diferencial encontrado pelos cálculos com as correlações e então as propriedades dos fluidos são recalculadas. Esse processo se repete até que o diferencial de pressão utilizados nos cálculos das propriedades dos fluidos convirja com o diferencial de pressão calculado pelas correlações, como mostrado no fluxograma da Figura 11.

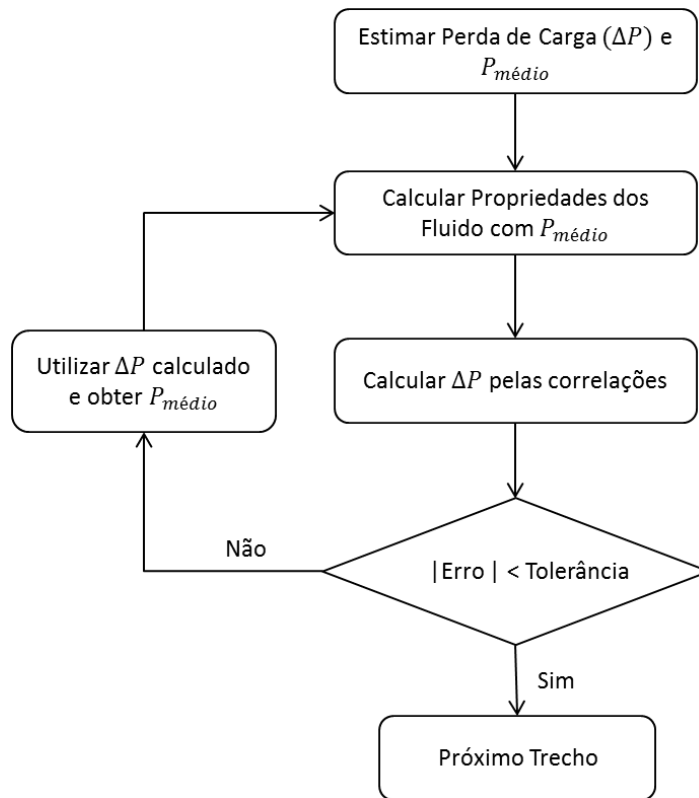


Figura 11 - Perda de Carga de um Trecho. Fonte: Elaboração Própria.

O fluxograma da Figura 11 é usado para a convergência dentro de um trecho da discretização. Esse algoritmo é repetido de segmento em segmento desde a superfície até chegar no fundo do poço e então é quando se obtém o diferencial de pressão do poço todo, desde a superfície até o seu fundo. Esse cálculo é feito para uma vazão de produção inicialmente estimada, assim este é apenas um ponto da TPR de um poço (a pressão do fundo do poço requerida para a vazão de entrada). Para formar toda a curva TPR, esse cálculo teria que ser realizado para um conjunto de vazões de produção. Entretanto, uma vez que possuímos a IPR e o interesse do trabalho é formar as curvas de desempenho de gás lift dos poços, é necessário encontrar apenas a vazão de equilíbrio da IPR com a TPR, que é a vazão de produção do poço. Para isso, o algoritmo usado para encontrar essa vazão de produção é o apresentado na Figura 12, que é conhecido na literatura como o algoritmo de Marcha.

Nesse algoritmo também é necessário o diferencial de temperatura. O cálculo do diferencial de temperatura dentro de cada trecho discretizado é feito de forma simples, tem-se a temperatura de entrada do fluido e por meio da troca térmica é calculada a temperatura de saída do fluido nesse trecho. Como já apresentado na Figura 10, esse cálculo é feito do fundo do poço até a superfície. A dificuldade nesse processo é se o gradiente de pressão já está calculado para atualizar as propriedades dos fluidos na troca

de calor. Assim, quando o gradiente de pressão ainda não é conhecido, é usada uma pressão média em todos os segmentos para se obter o gradiente de temperatura denominado ΔT_m . Essa pressão média usada para os cálculos do ΔT_m é a média entre a pressão do fundo do poço calculada pela IPR e a pressão de superfície. Por outro lado, quando o gradiente de pressão já está disponível, é só utilizar a pressão média de cada segmento para os cálculos do diferencial de pressão. O gradiente de temperatura obtido a partir de uma pressão para cada segmento é denominado ΔT .

Como pode ser observado na Figura 12 o diferencial de temperatura é calculado apenas duas vezes para uma dada vazão de produção (Q_{prod}), primeiro o ΔT_m com uma pressão média do sistema e depois o ΔT com o gradiente de pressão ΔP_m . Por meio de experimentos (apresentado no item 6.2.2 desse trabalho) foi concluído que atualizar esses cálculos com novos gradientes de pressão não apresentam diferenças significativas no resultado, assim o ΔT é calculado apenas uma vez, como mostrado.

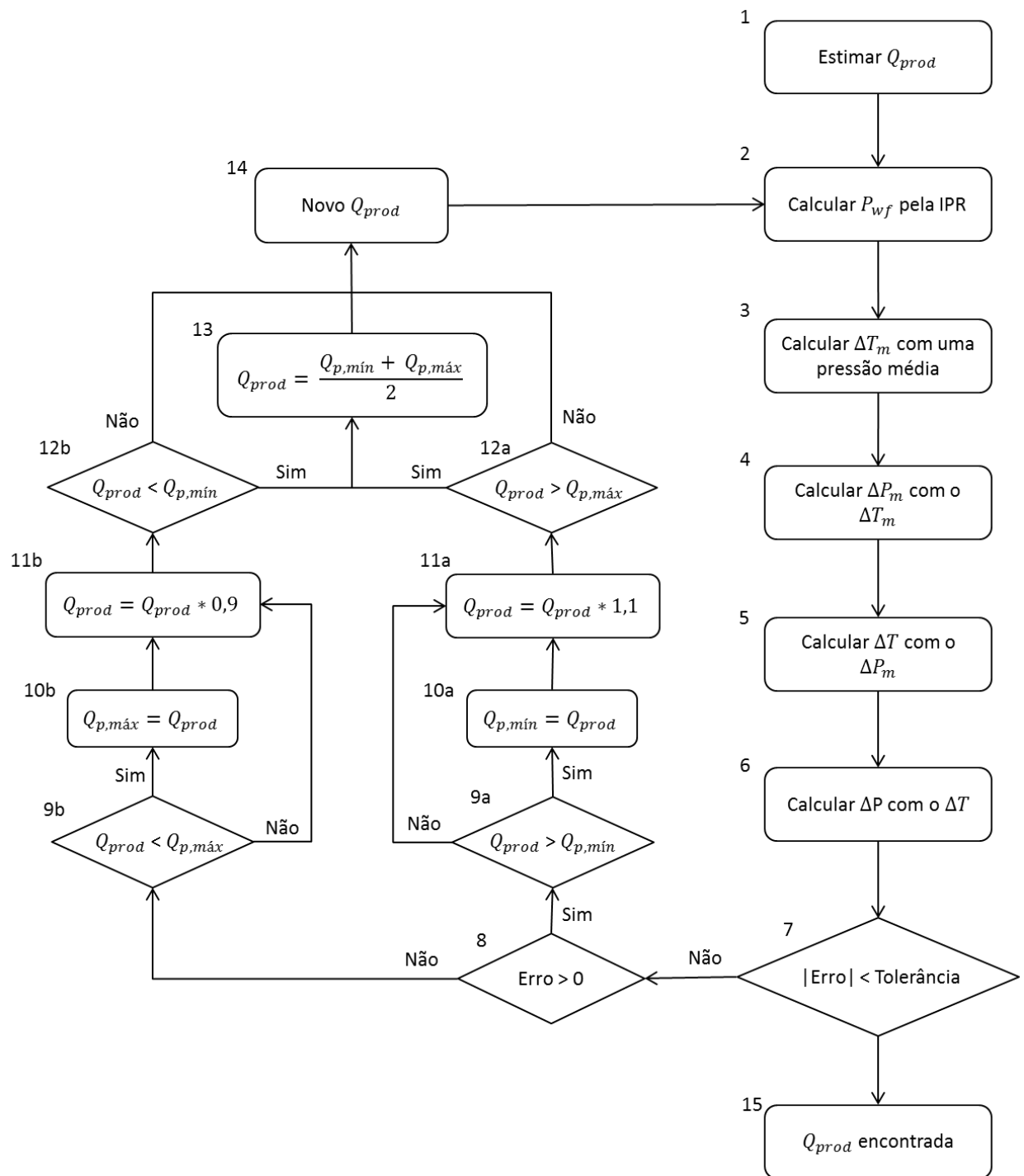


Figura 12 - Fluxograma do Cálculo de Diferencial de Pressão e Temperatura para um Poço. Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 12 apresenta o algoritmo principal para encontrar um ponto da curva de desempenho de gás lift de um poço. Nessa figura, as etapas numeradas como 4 e 6 são realizadas como mostrado no fluxograma da Figura 11, para todos os seguimentos. A vazão é aceita se o módulo do erro for menor que a tolerância utilizada, como aparece na etapa 7. O erro é calculado segundo a equação 16. O sinal do erro, positivo ou negativo, é utilizado para determinar se o próximo valor da vazão será maior ou menor

que o atual, essa decisão é tomada na etapa 8. A partir da equação 16 pode ser constatado que um erro positivo significa que o $P_{wf,calc}$ obtido na etapa 6 está abaixo do valor do $P_{wf,IPR}$, calculado na etapa 2. De forma contrária, um erro negativo significa que o valor $P_{wf,calc}$ está acima do $P_{wf,IPR}$.

$$Erro = \frac{P_{wf,IPR} - P_{wf,calc}}{P_{wf,IPR}} \quad (16)$$

Para a convergência da vazão, o algoritmo guarda os valores máximos e mínimos das vazões já percorridas, que retornem respectivamente um erro positivo e um erro negativo, com o objetivo de diminuir o intervalo de busca da vazão. Quando o erro é positivo significa que a vazão tem que ser maior do que a atual, assim, o valor mínimo guardado ($Q_{p,min}$) é o maior valor já encontrado que retorne um erro positivo. O contrário ocorre para o erro negativo, no qual a vazão deve ser menor que a atual e assim guarda-se o valor máximo ($Q_{p,máx}$) já encontrado que retorne o erro negativo. Em outras palavras, $Q_{p,min}$ é o maior valor mínimo já encontrado que o valor absoluto do erro é maior que a tolerância e $Q_{p,máx}$ é o menor valor máximo já encontrado que o valor absoluto do erro é maior que a tolerância.

Quando a vazão não é aceita, depois de verificar o sinal do erro o seu valor atual é conferido com os limites máximo e mínimo atuais (etapa 9a e 9b), e caso necessário, são atualizados na etapa 10a e 10b. A nova vazão é obtida pela etapa 11a ou 11b, e então esse novo valor é verificado com os limites atuais na etapa 12a ou 12b. Se a nova vazão se encontra dentro do limite, ela é utilizada para os cálculos desde a etapa 2 de novo, caso contrário, a nova vazão passa a ser a média entre as atuais vazões máximas e mínimas guardadas, como apresentado na etapa 13.

O algoritmo deve começar com um valor para o $Q_{p,min}$ e o $Q_{p,máx}$, assim como uma vazão de produção Q_{prod} inicial de entrada para a etapa 1. A vazão mínima ($Q_{p,min}$) pode ser sempre dada como entrada no valor nulo e os outros valores estimados por conhecimento prévio do campo e produção dos poços.

Além disso, deve ser lembrado que esse cálculo é feito para uma vazão de injeção de gás lift do poço. Para se obter a curva de desempenho esse algoritmo é implementado para diferentes valores de gás lift, e então pode ser encontrada uma curva como da Figura 9.

A Figura 12 é válida para os cálculos de poços do tipo satélite. Porém, quando os poços produzem em *manifolds*, esse fluxograma necessita de uma iteração a mais devido ao ponto de convergência da pressão no *manifold*, chamada de P_m . No geral, o princípio é o mesmo, a pressão no fundo do poço deve convergir para encontrar a vazão de produção, porém, a pressão no *manifold* também deve ser a mesma para todos os poços, como pode ser observado na Figura 13.

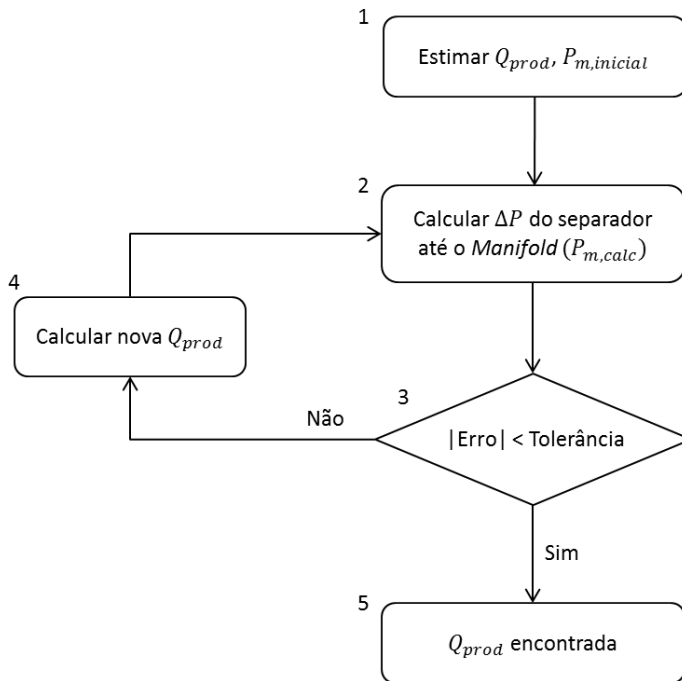


Figura 13 - Fluxograma do Cálculo de Diferencial de Pressão e Temperatura para *Manifolds*. Fonte: Elaboração Própria.

Na primeira etapa mostrada na Figura 13, a vazão de produção do *manifold* Q_{prod} e a pressão de equilíbrio no *manifold* inicial $P_{m, inicial}$ são encontradas considerando os poços produzindo como satélite. É calculada uma vazão de produção e gradiente de pressão para cada poço e a vazão de produção utilizada é a soma de cada vazão encontrada dos poços. A pressão no *manifold* é a menor pressão de chegada considerando os poços que produzem nesse *manifold*.

Na etapa 2 a vazão estimada é utilizada para o cálculo do diferencial de pressão da superfície até o *manifold* por meio das correlações do fluxo multifásico, essa pressão de chegada no *manifold* é chamada de $P_{m, calc}$, e como nos outros algoritmos, essa vazão utilizada é aceita se o módulo do erro for menor que a tolerância. O erro nesse caso é calculado pela equação 17.

$$Erro = \frac{P_{m, inicial} - P_{m, calc}}{P_{m, inicial}} \quad (17)$$

O cálculo da nova vazão de produção na etapa 4 é feito da mesma forma que mostrado na Figura 12, das etapas 8 à 14.

5.2 Otimização

Inicialmente o problema a ser otimizado é de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) devido ao comportamento não linear das curvas de desempenho de gás lift dos poços. Essas serão linearizadas e então é apresentado o modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM).

Os problemas de programação não-linear podem transformar-se em problemas de programação linear com a aplicação de técnicas de linearização por partes para se evitar formulações baseadas em modelos não lineares. Normalmente a linearização é feita por meio da inclusão de variáveis binárias e o problema passa a ser de programação linear inteira misto. Uma grande vantagem dessa transformação é que na literatura existem muitos algoritmos robustos e eficientes para solucionar esse tipo de problema.

Quando o problema é de programação não linear inteira mista a linearização por partes é uma opção eficiente para solucionar o problema. Mesmo que nem todas as funções sejam passíveis de aplicar as técnicas de linearização. Por outro lado, quando o problema é de programação não linear, a inclusão de variáveis binárias para a interpolação linear pode torná-lo mais complexo e demandar maior esforço computacional para a sua solução.

As técnicas de linearização por partes basicamente dividem e aproximam a função não linear que modela o sistema por segmentos de reta e o que diferencia os métodos existentes é a forma com que se é feita essa aproximação. O número de segmentos está diretamente relacionado à qualidade da linearização e ao esforço computacional para solucionar o problema, quanto maior o número de segmentos, melhor será a qualidade e maior o esforço computacional.

Dentre os métodos de linearização por partes existentes, temos como exemplo o método clássico (Floudas, 1995), o método de estruturas especiais, conhecido como SOS (do inglês *Special Ordered Set*) e o método de segmentação linear. Segundo Keha

(2002), o método de estruturas especiais é um dos métodos mais aplicados e conhecidos para esse tipo de problema e será adotado nesse trabalho. Há dois tipos de método de estruturas especiais, os que usam variável do tipo 1, conhecido como SOS1, e do tipo 2, conhecido como SOS2. Nesse trabalho se aplica o uso das variáveis para interpolação do tipo SOS2.

As variáveis do tipo SOS2 são definidas como um conjunto de variáveis ordenadas não negativas, onde no máximo duas dessas variáveis podem ser diferentes de zero, e se duas foram diferentes de zero, estas devem ser consecutivas. Uma das suas principais vantagens de uso é que a maioria dos pacotes computacionais de otimização já reconhecem essa estrutura.

O modelo de otimização apresentado a seguir tem como base a formulação presente em De Santana et. al. (2017), com as adaptações necessárias para incluir a alocação dos poços aos separadores de produção.

Seja a seguinte notação:

- **Índices e conjuntos:**

- i índice referente aos poços;
- s índice referente aos separadores;
- N conjunto de poços;
- S conjunto de separadores;
- P^i conjunto de pontos da pressão de superfície da curva de desempenho dos poços para o poço i ;
- GL^i conjunto de pontos das vazões de gás lift da curva de desempenho dos poços para o poço i ;

- **Variáveis de decisão:**

- qgl^i é a vazão de injeção de gás lift do poço i ;
- whp^i é o valor da pressão na cabeça do poço i ;
- $z^i = \begin{cases} 1, & \text{se o poço } i \text{ está aberto/produzindo;} \\ 0, & \text{caso contrário;} \end{cases}$
- $y_s^i = \begin{cases} 1, & \text{se o poço } i \text{ está produzindo no separador } s; \\ 0, & \text{caso contrário;} \end{cases}$
- $\lambda^i(p, q)$ é variável que pertence ao grupo SOS2;
- kgl_{gl}^i é variável pertencente ao grupo SOS2;
- kp_p^i é variável pertencente ao grupo SOS2.

- **Variáveis:**

- qo^i é a vazão de óleo produzido pelo poço i ;
- qw^i é a vazão de água produzida pelo poço i ;
- qo_s^i é a vazão de óleo produzido pelo poço i no separador s ;
- qw_s^i é a vazão de água produzida pelo poço i no separador s ;
- qg^i é a vazão de gás produzida pelo poço i .

- **Parâmetros:**

- QL_s é a capacidade de tratamento de líquido no separador s ;
- QW_{max} é a capacidade de tratamento de água total;
- QG_{max} é a capacidade de tratamento de gás total;
- QO_{max}^i é o valor máximo que a vazão de óleo que cada poço i pode assumir;
- QW_{max}^i é o valor máximo que a vazão de água que cada poço i pode assumir;
- QGL_{min}^i é o valor mínimo de injeção de gás lift que cada poço i pode assumir;
- QGL_{max}^i é o valor máximo de injeção de gás lift que cada poço i pode assumir.

O problema de otimização da produção com a alocação dos poços aos separadores de produção pode então ser formulado como:

Problema de Otimização

$$\max \sum_{i \in N} \sum_{s \in S} qo_s^i \quad (18)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i \in N} (qw_s^i + qo_s^i) \leq QL_s \quad \forall s \in S \quad (19)$$

$$\sum_{i \in N} (qg_s^i + qgl^i) \leq QG_{max} \quad (20)$$

$$\sum_{i \in N} \sum_{s \in S} qw_s^i \leq QW_{max} \quad (21)$$

$$qo^i = \sum_p \sum_{gl} qo^i(p, gl) \cdot \lambda^i(p, gl) \quad \forall i \in N \quad (22)$$

$$qgl^i = \sum_p \sum_{gl} gl \cdot \lambda^i(p, gl) \quad \forall i \in N \quad (23)$$

$$whp^i = \sum_p \sum_{gl} p \cdot \lambda^i(p, gl) \quad \forall i \in N \quad (24)$$

$$qg^i = RGO^i \cdot qo^i \quad \forall i \in N \quad (25)$$

$$qw^i = \frac{BSW^i}{1 - BSW^i} \cdot qo^i \quad \forall i \in N \quad (26)$$

$$\sum_{s \in S} qo_s^i = qo^i \quad \forall i \in N \quad (27)$$

$$\sum_{s \in S} qw_s^i = qw^i \quad \forall i \in N \quad (28)$$

$$qo_s^i \leq QO_{max}^i \cdot y_s^i \quad \forall i \in N, \quad \forall s \in S \quad (29)$$

$$qw_s^i \leq QW_{max}^i \cdot y_s^i \quad \forall i \in N, \quad \forall s \in S \quad (30)$$

$$QGL_{min}^i \cdot z^i \leq qgl^i \leq QGL_{max}^i \cdot z^i \quad \forall i \in N \quad (31)$$

$$\sum_{s \in S} y_s^i = z^i \quad \forall i \in N \quad (32)$$

$$\sum_p \sum_{gl} \lambda^i(p, gl) \leq z^i \quad \forall i \in N \quad (33)$$

$$\lambda^i(p, gl) \in \{0,1\} \quad \forall i \in N, \quad \forall gl \in GL^i, \quad \forall p \in P^i \quad (34)$$

$$y_s^i \in \{0,1\} \quad \forall i \in N, \quad \forall s \in S \quad (35)$$

$$z^i \in \{0,1\} \quad \forall i \in N \quad (36)$$

$$kgl_{gl}^i = \sum_{p \in P} \lambda^i(p, gl) \quad \forall i \in N, \quad \forall gl \in GL^i \quad (37)$$

$$kp_p^i = \sum_{gl \in GL} \lambda^i(p, gl) \quad \forall i \in N, \quad \forall p \in P^i \quad (38)$$

$$kgl_{gl}^i \in \{0,1\} \quad \forall i \in N, \quad \forall gl \in GL^i \quad (39)$$

$$kp_p^i \in \{0,1\} \quad \forall i \in N, \quad \forall p \in P^i \quad (40)$$

A função objetivo do problema é a equação 18, que é maximizar a produção de óleo de um conjunto de N poços e S separadores. As restrições de capacidade de tratamento da plataforma/separadores estão nas equações 19, 20 e 21. A equação 19 representa as restrições de capacidade de tratamento de líquido para cada separador de produção S . Já as equações 20 e 21 representam as restrições de capacidade de compressão de gás e de tratamento de água, respectivamente.

A produção de óleo, proveniente da curva de desempenho de gás lift, é representada pela equação 22, que já está apresentada na sua forma linearizada e a variável $\lambda^i(p, gl)$ é a responsável pela interpolação linear do tipo SOS2. As equações 23 e 24, respectivamente, correspondem aos valores da vazão de gás e pressão na cabeça dos poços linearizadas.

As equações 25 e 26 são usadas para obter a vazão de gás e água produzidos, respectivamente, para cada poço a partir do valor da vazão de óleo produzido.

As vazões de óleo e de água nesse problema aparecem de duas formas, uma relacionando a respectiva vazão do poço a cada separador (qw_s^i e qo_s^i), e uma relacionando somente a vazão ao poço (qw^i e qo^i). Entretanto, essas vazões devem ser relacionadas de forma que a produção de cada poço seja a mesma para as duas formas de cada variável, essa relação entre as variáveis de cada vazão é encontrada nas equações 27 para a vazão de óleo e na equação 28 para a vazão de água.

Já as equações 29 e 30 asseguram que se o poço não está produzindo num determinado separador, as suas vazões de óleo e água ficam zeradas.

A equação 31 fornece ao problema um limite inferior e superior para a vazão de gás lift injetada de cada poço, quando este está aberto/produzindo.

A equação 32 correlaciona a variável binária de poço aberto ou fechado z^i à variável y_s^i , assegurando que o poço só pode produzir em algum separador se este estiver aberto.

As variáveis do tipo SOS2 podem admitir valores entre 0 e 1, como mostrado na equação 34. Entretanto, essas variáveis só terão valor maior que zero, se o poço está produzindo, assim a equação 33 assegura que isso aconteça, correlacionando essas variáveis à variável binária de abertura e fechamento do poço, z^i .

Por último, a equação 35 é a representação da variável de decisão binária que aloca a produção do poço de índice i ao separador s . De forma similar, a equação 36 é a variável binária que representa abertura ou fechamento do poço.

Deve-se ficar atento que na curva de desempenho dos poços, a vazão de óleo para cada poço é em função da pressão de superfície e da vazão de gás lift, ou seja, é tridimensional. Esse fato deixa a interpolação mais complicada, pois aparecem três variáveis: $\lambda^i(p, gl)$, $kg l_{gl}^i$ e kp_p^i . As equações 37 e 38 relacionam essas variáveis do grupo SOS2 e as equações 39 e 40 definem seus limites. Um exemplo de como funciona a relação entre as variáveis $\lambda^i(p, gl)$, $kg l_{gl}^i$ e kp_p^i está na Tabela 3, na qual os valores com fundo azul representam as variáveis $\lambda^i(p, gl)$ e a última coluna e a última linha representam as variáveis $kg l_{gl}^i$ e kp_p^i . Nesse exemplo o conjunto \mathbf{P} é {8,12,16,20} e o \mathbf{GL} é {100.000, 150.000, 200.000}, e fica mais fácil a visualização das relações mostradas nas equações 37 e 38.

Tabela 3 - Relação entre as Variáveis SOS2

		Pressões de Superfície				$kg l_{gl}^i$ $\left(\sum_{p \in P} \lambda^i(p, gl) \right)$
		8	12	16	20	
	$\lambda^i(p, gl)$					
Vazões de Gás Lift	100.000	0	0	0	0	0
	150.000	0	0.4	0.4	0	0.8
	200.000	0	0	0.2	0	0.2
kp_p^i	$\sum_{gl \in GL} \lambda^i(p, gl)$	0	0.4	0.6	0	1

Essa formulação foi feita considerando apenas casos de poços em que há a injeção de gás lift. Caso considere poços surgentes, a formulação deve ser modificada para considerar o conjunto de pontos de pressão de fundo de poço referentes à surgência.

6 EXPERIMENTAÇÃO

Definido o problema, explicados os parâmetros mais relevantes e os procedimentos para os cálculos, agora é possível aplicar a metodologia apresentada no capítulo 5 para a solução do problema proposto. Para isso, esse capítulo, no item 6.1, apresenta o estudo de caso utilizado para a aplicação do problema acompanhado dos dados utilizados que são representativos da realidade. Depois de apresentar o estudo de caso, os resultados da aplicação da metodologia e modelagem propostas são apresentados no item 6.3. Algumas análises consideradas importantes para a resolução do problema são apresentadas no item 6.2.

. Tanto para a parte de simulação quanto para a de otimização foram utilizadas a linguagem de programação Python 3.5.2. O solver utilizado para a resolução da otimização foi o Pulp. O computador utilizado foi um Windows 7 com processador Intel Core i7-2640 e 6 GB de memória RAM.

6.1 Estudo de Caso

O estudo de caso desse trabalho é aplicado a um campo de produção *offshore* típico brasileiro. Esse campo apresenta 14 poços produtores, onde 11 são do tipo satélite e 3 produzem por um *manifold*, todos em uma plataforma de produção. Na Figura 14 é mostrada a disposição geográfica do sistema de produção. Os poços que produzem pelo *manifold* são os W6, W12 e W13, e aparecem conectados ao *manifold*. Os marcadores dos poços em azul são representados em diferentes tamanhos para exprimir o potencial de produção dos poços, apresentado em números na Tabela 4, pelos índices de produtividade (IP) dos poços.

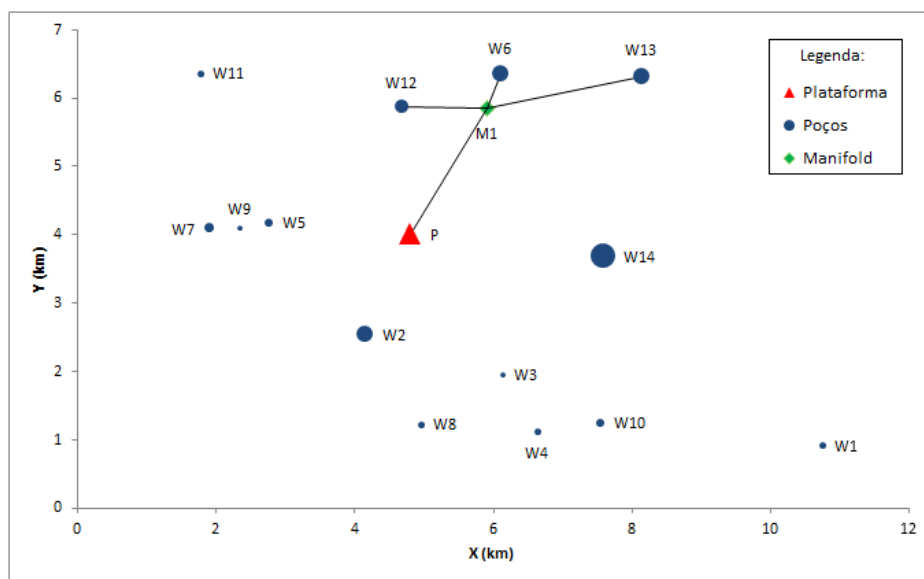


Figura 14 - Disposição Geográfica do Sistema de Produção. Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 4 - Potencial de Produção e Pressão Estática do Reservatório dos Poços.

Poços	IP (m ³ /d)/(kgf/cm ²)	Pressão Estática (kgf/cm ²)	Pressão Bolha (kgf/cm ²)
W1	6,0	242	254
W2	90,0	220	243
W3	4,3	236	240
W4	7,1	259	257
W5	10,0	175	257
W6	77,0	220	259
W7	16	225	245
W8	8,5	239	240
W9	3,3	229	257
W10	11,0	212	255
W11	8,5	222	257
W12	37,0	217	270
W13	88,0	226	277
W14	490,0	278	185

A Tabela 4 além de conter os IPs, também apresenta a pressão estática e de cada um dos poços e a pressão bolha (de saturação) dos fluidos de cada poço, essas informações representam o reservatório e são usadas na IPR.

As linhas de produção possuem comprimento medido e o TVD (do inglês, *true vertical depth*, que significa a distância vertical do duto), que aparecem na Tabela 5 separadas pelos trechos do poço, do *flowline* e o total. O poço é referente do fundo do poço até a cabeça, o *flowline* é o trecho da cabeça de poço até a plataforma para os poços satélite e para os poços que produzem pelo *manifold* (estão marcados com “*”) é referente ao trecho cabeça do poço até o *manifold*, e o total é do fundo do poço até a plataforma, até mesmo para os poços não satélite. O TVD do *flowline* é correspondente à lâmina d’água dos poços. Na coluna “Total”, as colunas são referentes às somas dos dados dos poços mais os dados do *flowline*, já para os poços marcados com “*”, o comprimento medido total é o comprimento medido do poço, do *flowline* e do *manifold* juntos, correspondendo a todos o percurso que o fluido faz do fundo do poço até a superfície.

Tabela 5 - Linhas de Produção.

Poços	Poço		<i>Flowline</i>		Total	
	Comprimento Medido (m)	TVD (m)	Comprimento Medido (m)	TVD (m)	Comprimento Medido (m)	TVD (m)
W1	1644	2464	8095	1222	9739	3686
W2	1980	2533	5284	1304	7264	3837
W3	1486	2485	3897	1224	5383	3709
W4	1267	2492	4811	1221	6078	3713
W5	1321	2475	3193	1450	4514	3925
W6*	2005	2534	564*	1349	5463*	3883
W7	1752	2504	4454	1497	6206	4001
W8	1582	2501	5166	1274	6748	3775
W9	1470	2508	3881	1477	5351	3985
W10	1844	2562	5039	1224	6883	3786
W11	1175	2505	5051	1504	6226	4009
W12*	1000	2529	1233*	1339	5127*	3868
W13*	1077	2508	2286*	1215	6257*	3723
W14	1296	2838	4126	1220	5422	4058
<i>Manifold</i>	-	-	2894	1173	2894	1173

As propriedades diâmetro interno (*ID*) e rugosidade absoluta (*ed*) dos dutos estão presentes na Tabela 6 e são as mesmas para todos os poços.

Tabela 6 - Diâmetro Interno e Rugosidade dos Dutos.

Trecho/Propriedade	<i>ID</i> (in)	<i>ed</i> (mm)
Poço	5.91	0.1780
<i>Flowline</i>	6.00	0.6100
<i>Flowline (manifold)</i>	10	0.6100

O ângulo e o coeficiente de troca térmica global (*U*) dos poços variam de acordo com a segmentação dos dutos, assim a Tabela 7 mostra um exemplo desses dados para o poço W1, onde *L* é o comprimento medido do poço. No trecho dos poços, o primeiro valor de *L* é referente à profundidade da cabeça dos poços. Os valores usados para os demais poços se encontram no Apêndice. O ângulo é medido com a horizontal, assim 90° se refere a um trecho vertical, os ângulos positivos são trechos de fluxo ascendentes e os ângulos negativos são trechos de fluxo descendente, isto ocorre devido às declividades no fundo do mar. O comprimento está em metros, o ângulo em graus e o *U* em $BTU/(hr \cdot ft^2 \cdot F)$.

Tabela 7 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W1 por Segmentos.

Trecho	L	Ângulo	<i>U</i>		L	Ângulo	<i>U</i>
	0	90	17,83		1071	90,00	5,69
	710	80,29	17,83		2037	83,20	6,86
	1061	70,61	17,79	Poço	2241	57,53	6,74
	1250	51,93	17,10		2562	40,37	6,71
	1374	19,98	16,48		2715	20,62	6,70
<i>Flowline</i>	1760	-2,67	16,49				
	2765	-1,77	16,56				
	3830	-0,86	5,67				
	4895	-1,83	5,67				
	5960	-2,37	5,67				
	7025	-2,08	5,69				
	8095	-2,46	5,70				

Os valores do BSW, RGO e GLR, assim como valores de °API e densidade do gás produzido (γ_g) estão presentes na Tabela 8.

Tabela 8 - Propriedades dos Fluidos.

Poços	<i>BSW</i>	<i>RGO</i>	<i>GLR</i>	<i>°API</i>	<i>γ_g</i>
W1	59	85	34,9	18,7	0,647
W2	66	88	30,8	19,7	0,728
W3	45	80	46,9	17,7	0,740
W4	27	77	56,2	19,2	0,648
W5	10	85	76,5	18,4	0,696
W6	83,5	57	9,2	17,5	0,620
W7	56	79	36,4	18,8	0,680
W8	50	157	78,5	17,5	0,650
W9	40	64	38,4	20,7	0,639
W10	72	77	21,6	21,0	0,671
W11	71	76	21,3	18,8	0,622
W12	80	260	52,0	16,4	0,631
W13	78	203	44,7	18,4	0,660
W14	88	223	26,8	26,6	0,845

A profundidade de injeção do gás lift é um fator muito importante e também é um dado fixo no problema estudado, a Tabela 9 apresenta essa profundidade para cada poço. A profundidade está em referência da superfície.

Tabela 9 - Localização da Válvula de Gás Lift.

Poços	Localização da Válvula de Gás Lift (m)
W1	2315
W2	2259
W3	2201
W4	2298
W5	2319
W6	2309
W7	2328
W8	2387
W9	2383
W10	2502
W11	2414
W12	2382
W13	2410
W14	2320

Além de todos esses dados, também foi usado uma estimativa para a temperatura da água do mar de acordo com a profundidade. Esses dados, presentes na Tabela 10, são baseados na temperatura média da água do mar no estado do Rio de Janeiro a 180 km da costa e são usados nos cálculos de troca térmica do fluido com a água do mar.

Tabela 10 - Perfil de Temperatura da Água do Mar.

Profundidade (m)	Temperatura Média (°C)
0	25,8
50	24,4
100	20,8
150	17,6
200	15,4
250	14,1
300	13,0
400	10,7
500	8,7
600	6,9
750	4,8
900	4,3
1050	3,9

6.2 Experimentos Iniciais

Esse item foi elaborado para expor e explicar algumas etapas e parâmetros importantes para os resultados, mas que não aparecem de forma direta nos resultados.

6.2.1 Tamanho da Discretização

Convergência da Pressão dentro de um Segmento

Um dos primeiros parâmetros de grande importância para o cálculo de diferencial de pressão é o tamanho dos segmentos na linha de produção. Quanto mais discretizada for a linha de produção, mais acurado tende a ser o cálculo do diferencial de pressão, entretanto, o número de cálculos realizados aumenta consideravelmente, impactando no tempo computacional.

Para estudar o comportamento dos resultados frente a diferentes valores de segmentos, foram usados valores de 100, 200, 300, 400, 500 e 1000 metros para a discretização do cálculo do diferencial de pressão dos poços por toda sua linha de produção. Os resultados obtidos mostraram o mesmo comportamento para todos os

poços. A Figura 15 apresenta o resultado dessa análise para o poço W1. Esse resultado corresponde ao cálculo do diferencial de pressão por toda a linha de escoamento do poço W1 sem convergir a vazão de entrada.

Quando é usado o valor de 100 metros para a discretização, o cálculo de convergência de pressão dentro de um segmento (como mostrado na Figura 11) é realizado em média 2 vezes. Esse número de iterações necessárias dentro de um segmento cresce à medida que aumenta o tamanho da discretização, chegando a 4 iterações dentro de um segmento quando o tamanho da discretização é de 1000 metros. Entretanto, a quantidade de trechos que devem ser percorridos diminui com o aumento do tamanho da discretização. Essa relação está mostrada na Figura 15, onde em vermelho é mostrada a quantidade de segmentos percorridos para realizar o cálculo por toda a linha de produção. Em azul está a quantidade total de iterações realizadas, ou seja, a soma da quantidade de iterações em cada segmento.

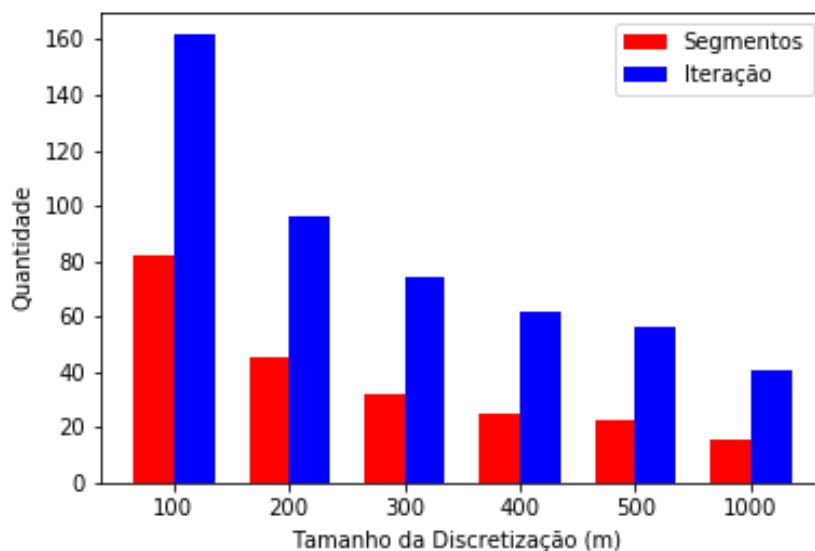


Figura 15 - Quantidade de Iterações e de Segmentos para Diferentes Tamanhos de Discretização. Fonte: Elaboração Própria.

A quantidade de segmentos quando o tamanho muda de 500 para 1000 metros não é proporcional devido a forma que os cálculos são realizados e que os dados foram fornecidos. Os dados fornecidos são divididos como mostrado na Tabela 7, de acordo com segmentos de diferentes tamanhos, assim, em cada segmento normalmente resta um pedaço inferior ao do tamanho da discretização. Para exemplificar como foi realizada, a Tabela 11 apresenta um exemplo para um poço fictício de 2000 metros com dados fornecidos para um trecho de 723 e outro de 1277 metros.

Tabela 11 - Exemplo de Discretização.

Trecho Fornecido	Tamanho da Discretização	
	500	1000
723	500	723
	223	
1277	500	1000
	500	277
	277	
Total de Segmentos	5	3

Convergência da Vazão de Produção

Uma análise similar é feita no tempo computacional e na convergência das vazões. Os mesmos valores de tamanhos de segmentos foram usados para analisar o impacto na quantidade de iterações necessárias para encontrar a vazão de equilíbrio do sistema e o tempo computacional para encontrar essa vazão. Para mostrar melhor os impactos dessa variação, diferente da última análise que foi realizada para um poço, essa análise traz os resultados para encontrar a vazão de equilíbrio do sistema para um valor de gás lift para cada um dos 11 poços satélites. Ou seja, é o tempo computacional e a quantidade de iterações total para encontrar um ponto da curva de desempenho de gás lift para cada poço. A Figura 16 expõe os resultados dessa análise, onde em azul é o número total de iterações feitas para encontrar a vazão de equilíbrio do sistema para os 11 poços. Em vermelho está o tempo computacional despendido no cálculo da vazão de equilíbrio do sistema para um valor de gás lift para os 11 poços usados.

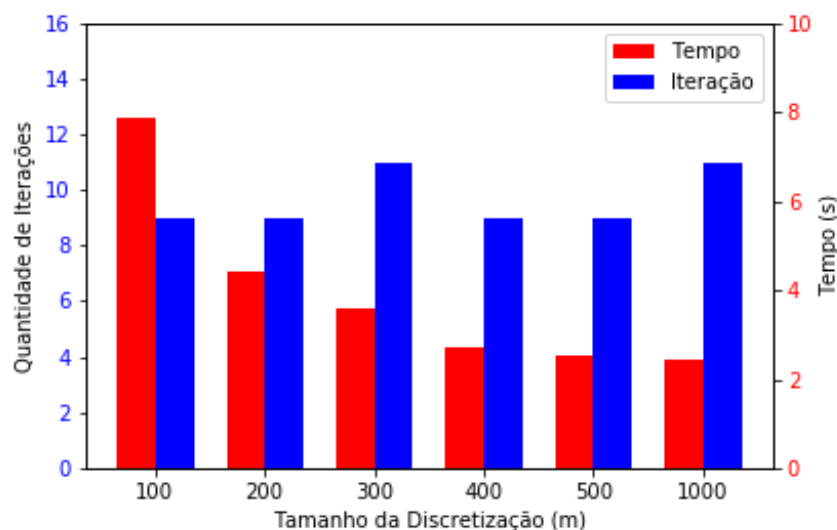


Figura 16 - Quantidade de Iterações e Tempo Computacional por Tamanho de Discretização. Fonte: Elaboração Própria.

A partir dessas análises fica claro que o tamanho dos segmentos da discretização impacta na quantidade de iterações para encontrar a pressão dentro de cada segmento, entretanto não impacta na quantidade de iterações para encontrar a vazão de produção. Além disso, o tempo computacional é altamente impactado pela escolha desse tamanho. Foi adotado nesse trabalho e para os demais cálculos a discretização de 400 metros, uma vez que o tempo computacional para 500 e 1000 metros não apresenta melhorias significativas (Figura 16), e a quantidade de iterações de pressão também não é beneficiada com esse aumento (Figura 15).

6.2.2 Convergência da Temperatura

No item 5.1, na Figura 12, foi mostrado que o diferencial de temperatura é calculado apenas duas vezes durante o cálculo de diferencial de pressão e temperatura completo para um poço. Primeiramente é calculado o diferencial de temperatura considerando uma só pressão para todo o sistema (média entre a pressão do separador e a pressão do fundo do poço), e então um primeiro diferencial de pressão é calculado a partir dessa informação, e com esse primeiro diferencial de pressão é calculado novamente o gradiente de temperatura para o poço. Entretanto, para todos os poços esses dois diferenciais de temperatura não apresentaram diferenças significativas nas temperaturas, como pode ser observado na Figura 17. Nessa figura o ponto 0 representa a plataforma e o último ponto, o fundo do poço. No único trecho que é possível visualizar as duas curvas a diferença entre a temperatura é de $0,5^{\circ}\text{C}$, que foi a maior diferença obtida entre essas curvas.

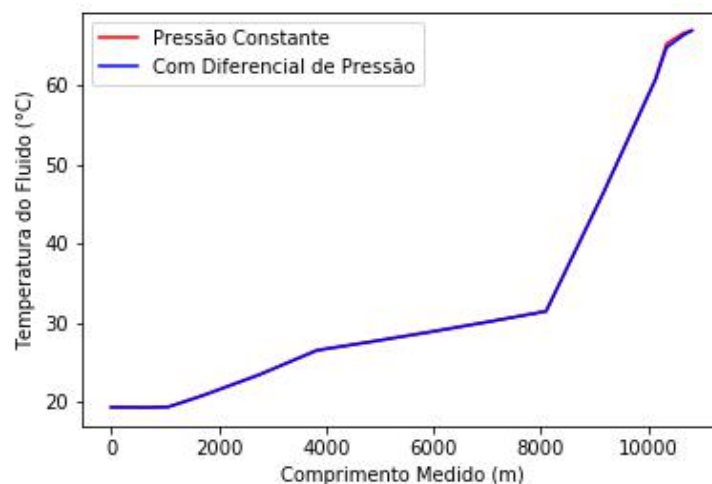


Figura 17 - Diferencial de Temperatura com Pressão Constante e com o Gradiente de Pressão. Fonte: Elaboração Própria.

6.2.3 Tolerâncias

Nesse tópico são descritos como foram escolhidas as tolerâncias usadas como critério de parada durante os cálculos.

Pressão de um Segmento

O algoritmo descrito pela Figura 11 é o utilizado para encontrar a pressão dentro de um segmento, nesse algoritmo primeiramente foi implementado como critério de parada uma tolerância de 0,5%. Ou seja, o algoritmo para quando a pressão calculada possui um erro menor ou igual a 0,5% com relação a pressão usada nos cálculos de entrada. Esse valor foi utilizado para os cálculos presentes no item 6.2.1. Uma análise foi feita sobre essa tolerância, utilizando valores de 0,05, 0,1, 0,5 e 1%. Assim como feito no estudo do tamanho dos segmentos, primeiro foi estudado seu impacto na quantidade de iterações no cálculo de pressão dentro de um segmento e depois seu impacto no tempo computacional e nas iterações da vazão de equilíbrio.

A primeira análise foi realizada para cada poço e todos os poços apresentaram comportamento similar, assim a Figura 18 apresenta o resultado para o poço W1. A quantidade de iterações presentes nesse gráfico é a quantidade total, ou seja, a soma da quantidade de iterações em cada segmento para todos os segmentos do poço.

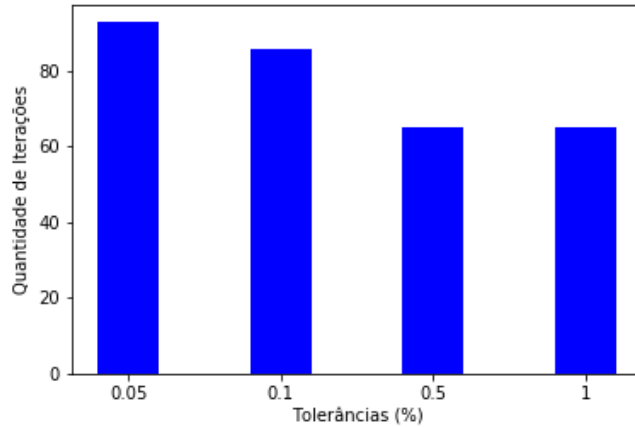


Figura 18 - Quantidade de Iterações para Diferentes Tolerâncias. Fonte: Elaboração Própria.

A segunda análise dessa tolerância foi realizada para estudar seus impactos na vazão de equilíbrio do sistema para um valor de gás lift para cada um dos 11 poços satélites. Novamente os resultados representam o tempo computacional e a quantidade de iterações total na vazão para encontrar um ponto da curva de desempenho de gás lift para cada poço. A vazão encontrada e a quantidade de iterações para chegar a ela não são alteradas com modificações desse valor, já o tempo computacional diminui de acordo com o aumento da tolerância, como mostrado na Figura 19.

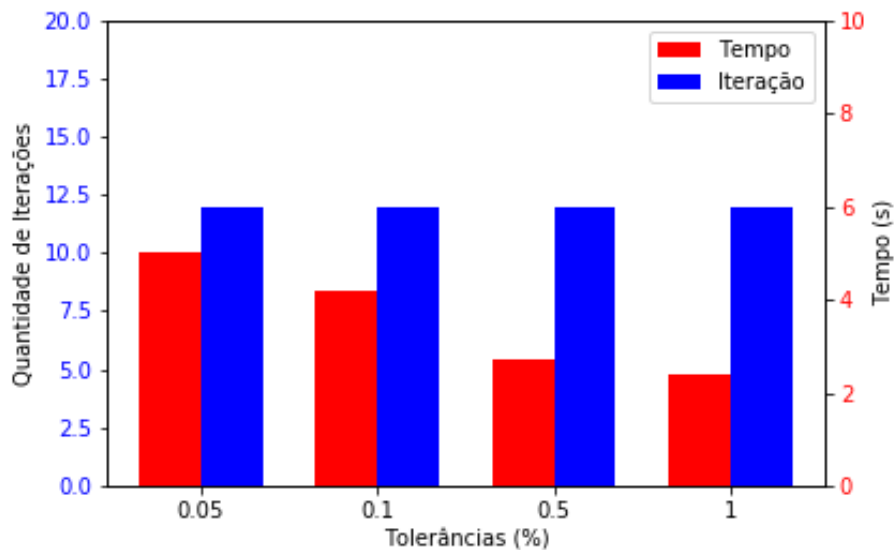


Figura 19 - Quantidade de Iterações na Vazão e Tempo Computacional para Diferentes Tolerâncias. Fonte: Elaboração Própria.

Com base nos resultados apresentados, foi escolhido como padrão o valor de 0,5% para a tolerância de encontro da pressão dentro de um segmento.

Pressão no Fundo do Poço

Para encontrar a vazão de produção o critério de parada é aplicado na pressão do fundo do poço. A vazão atual é considerada a de equilíbrio quando a pressão do fundo do poço proveniente da IPR para essa vazão é considerada igual à encontrada nos cálculos de perda de carga (TPR) com essa mesma vazão, segundo uma tolerância, como mostrado na Figura 12.

A alteração nos valores dessa tolerância não impacta no algoritmo da pressão em cada segmento, somente no algoritmo da vazão de produção. Com isso, os resultados de sua alteração foram estudados sobre a quantidade de iterações necessária para convergência da vazão e sobre o tempo computacional, como mostrado na Figura 20.

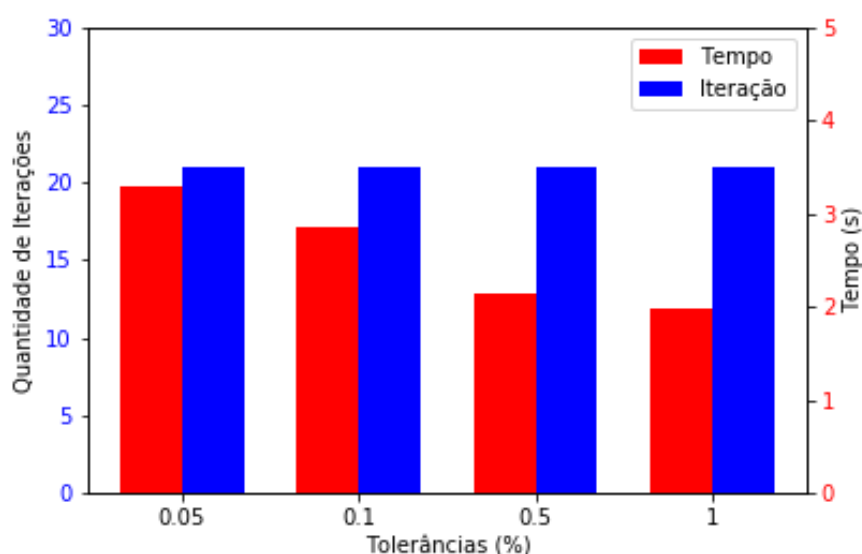


Figura 20 - Quantidade de Iterações de Vazão e Tempo Computacional para Diferentes Tolerancias na Pressão de Fundo de Poço. Fonte: Elaboração Própria.

Na Figura 20 pode ser observado que as tolerâncias não impactam na quantidade de iterações da vazão de equilíbrio, nem no valor da vazão de equilíbrio, mas afeta o tempo computacional de resolução. Nesse gráfico a diferença do tempo computacional pode parecer insignificante, entretanto é o tempo gasto para calcular apenas um ponto da curva de desempenho de cada poço. A Figura 21 representa a mesma resposta, porém é o tempo para a formação das curvas com 21 pontos.

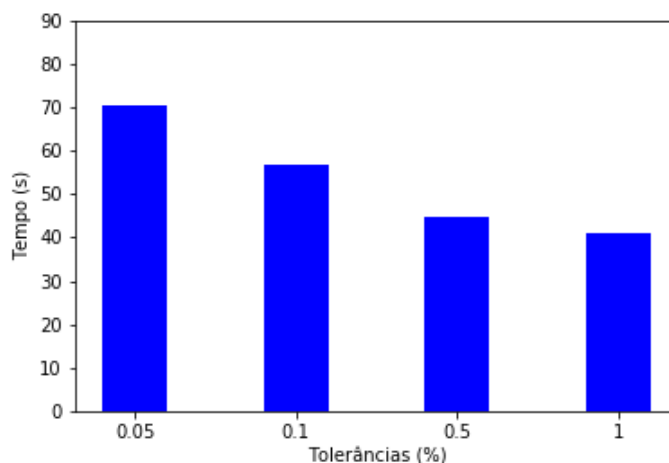


Figura 21 - Tempo Computacional para Formar Curva de Desempenho com 21 Pontos para 11 Poços com Diferentes Tolerâncias da Pressão de Fundo do Poço. Fonte: Elaboração Própria.

Quando se trata da curva como um todo, o tamanho da tolerância passa a fazer uma diferença significativa no tempo computacional. Assim, como o objetivo é buscar um código com resultado acurado e rápido, foi escolhida como padrão a tolerância de 0.5% nesse caso.

A Tabela 12 apresenta um resumo dos valores analisados e os escolhidos a partir das análises dos parâmetros desse item.

Tabela 12 - Resumo dos Valores Analisados e Escolhidos.

Parâmetro	Valores analisados	Valor Escolhido
Tamanho do Segmento	100, 200, 300, 400, 500 e 1000 metros	400 m
Tolerância da Pressão (dentro do segmento)	0,05, 0,1, 0,5 e 1%.	0,5%
Tolerância da Pressão no Fundo do Poço	0,05, 0,1, 0,5 e 1%.	0,5%

6.3 Resultados

Os resultados desse trabalho estão divididos em dois itens principais, a simulação e a otimização. Na simulação constam os resultados referentes ao diferencial

de pressão dos poços e suas curvas de desempenho. Já a otimização apresenta seus resultados e as análises de sensibilidade do modelo às capacidades da plataforma e à qualidade das curvas de desempenho do *manifold*.

6.3.1 Simulação

Os resultados da simulação desse tópico estão separados para os poços satélites e a produção do *manifold*. Essa separação foi feita por que as curvas de desempenho dos *manifolds* crescem drasticamente na medida em que se acrescenta um valor de gás lift nos cálculos e a forma de apresentar os resultados é diferente.

Poços Satélite

O gradiente de pressão é o principal cálculo envolvido nesse processo e um exemplo de como é essa curva está na Figura 22 para o poço W1 com três valores de vazão de líquido.

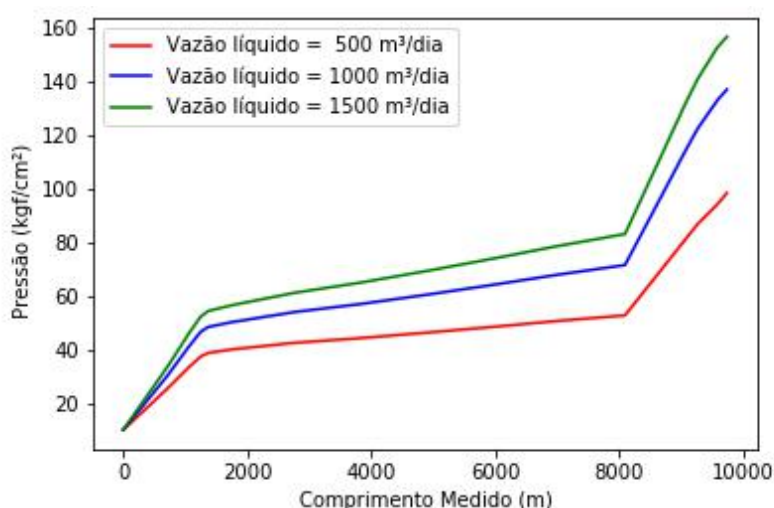


Figura 22 - Gradiente de Pressão ao Longo da Linha de Escoamento para Diferentes Vazões. Fonte: Elaboração Própria.

Na Figura 22 pode ser observado como a vazão de produção influencia nas curvas. Nessa curva o ponto de comprimento medido igual a 0 corresponde à superfície e o final da curva é o fundo do poço.

Após visualizar como é um gradiente de pressão típico para os poços usados nesse trabalho, a Figura 23 mostra os resultados da curva de desempenho de gás lift para os 11 poços com 21 pontos de gás lift para uma pressão no separador de 10 kgf/cm². Cada poço tem um valor mínimo de gás lift e uma vazão de óleo mínima de 50 m³/dia para produzir. Assim, quando o ponto da curva de desempenho não está presente no gráfico, significa que um desses valores foi atingido.

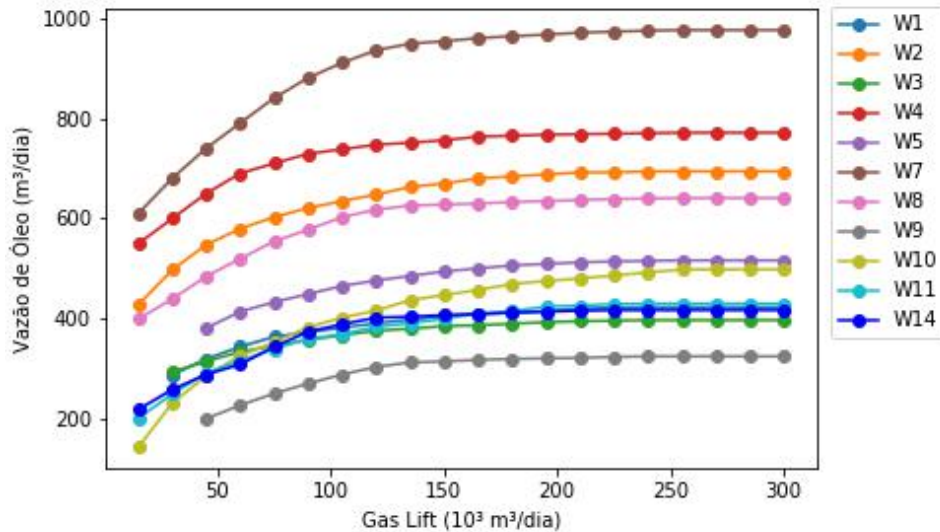


Figura 23 - Curvas de Desempenho de Gás Lift dos 11 Poços Satélite. Fonte: Elaboração Própria.

A simulação realizada para formar a Figura 23 levou 41 segundos. Os formatos dessas curvas são provenientes das IPRs dos poços, assim algumas são mais inclinadas, outras menos.

As curvas de desempenho são feitas para uma dada pressão no separador de produção. A sua sensibilidade com relação à pressão de superfície é parecida para todos os poços, a curva é deslocada para baixo conforme a pressão de superfície aumenta, ou seja, menor é a vazão de produção. Para exemplificar esse comportamento, na Figura 24 estão presentes as curvas de desempenho para três valores de pressão de superfície: 10, 15 e 20 kgf/cm² do poço W1.

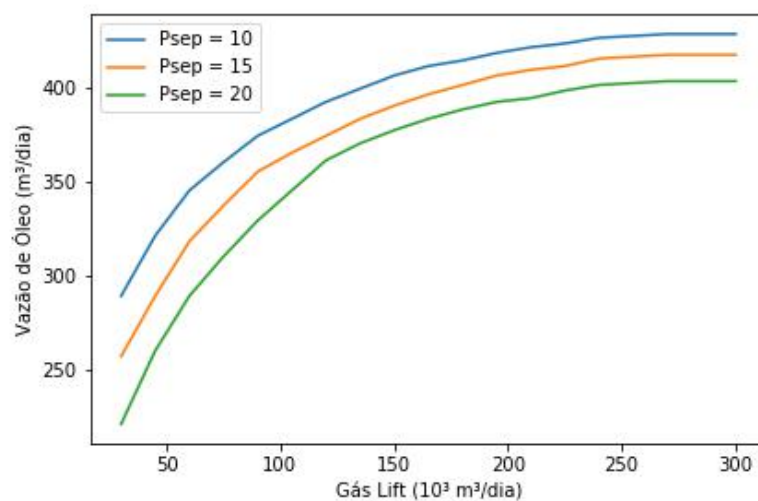


Figura 24 –Curvas de Desempenho para Diferentes Pressões no Separador. Fonte: Elaboração Própria.

Manifold

A curva de desempenho de um *manifold* não apresenta o mesmo formato que a de um poço satélite. Primeiramente, a vazão de injeção de gás lift é usada em cada poço que chega nesse *manifold*, porém tem-se uma só vazão de produção. Ou seja, no caso estudado que são três poços conectados ao *manifold*, são três valores de gás lift para uma vazão de produção. Os resultados nesse tópico são apresentados como a soma do gás lift dos poços que produzem no *manifold*, e esse valor será chamado de vazão de gás lift do *manifold*. Como essa vazão do gás lift do *manifold* é proveniente da soma do gás lift dos poços, existe mais de uma vazão de produção para um mesmo valor de gás lift do *manifold*. Por exemplo, uma vazão de gás lift do *manifold* de 500.000 m³/dia pode ser proveniente dos valores de gás lift dos poços: (200.000, 200.000, 100.000), (200.000, 100.000, 200.000), ou (100.000, 200.000, 100.000), ou até mesmo de outros valores, dependendo dos valores usados para cada poço. Esse fato também acarreta que a quantidade de valores de vazões de gás lift usadas para o cálculo aumenta de forma exponencial, porque é feita uma combinação dos valores de cada poço para se obter a do *manifold*.

A Figura 25 é uma curva de desempenho gerada a partir de 7 valores de vazão de gás lift para cada um dos poços: 0, 50.000, 100.000, 150.000, 200.000, 250.000 e 300.000 m³/dia. Que resultam em 343 combinações de gás lift para o *manifold*, com uma pressão no separador de produção de 10 kgf/cm². O tempo computacional levado para formar essa figura foi de 111 segundos.

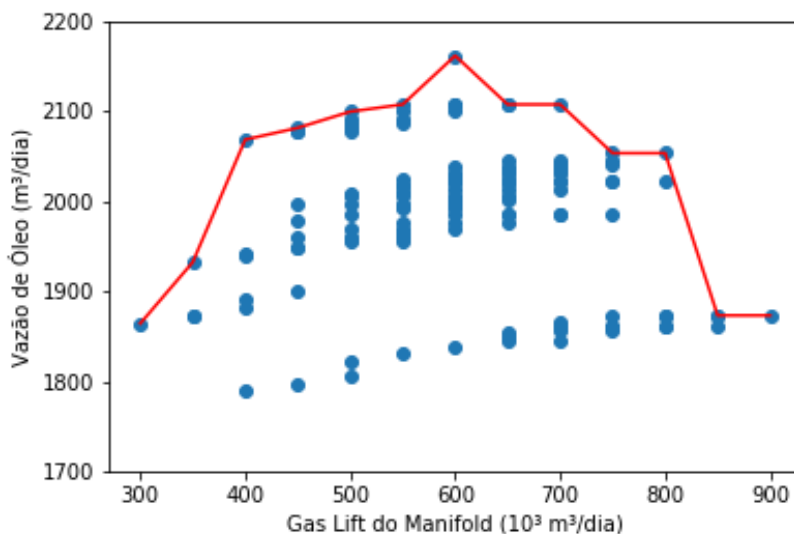


Figura 25 - Curva de Desempenho do Manifold. Fonte: Elaboração Própria.

Na Figura 25 em vermelho está a linha que representa os maiores valores de vazão de óleo obtidos para cada vazão de gás lift do *manifold*. São esses valores em vermelho que serão levados ao otimizador.

A Figura 26 é o mesmo gráfico obtido na Figura 25, porém com mais pontos de gás lift. Foram usados 21 valores de vazão de gás lift para cada um dos poços: de 0 a 300.000 m³/dia, com intervalos de 15.000 m³/dia. Que resultam em 9261 combinações de gás lift para o *manifold*. O tempo computacional levado para formar essa figura foi de 3730 segundos (62 minutos e 10 segundos).

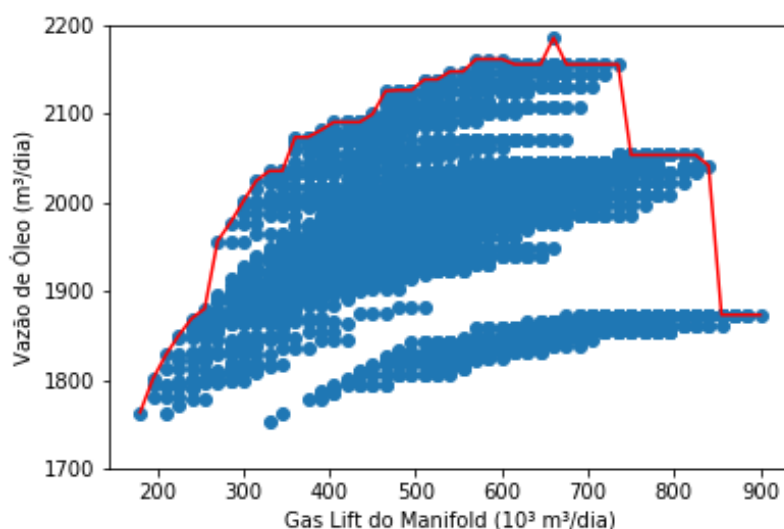


Figura 26 - Curva de Desempenho do *Manifold*. Fonte: Elaboração Própria.

A diferença entre 7 e 21 valores de gás lift é grande para a formação da curva de desempenho do *manifold*, diferente de quando o poço é satélite.

A linha vermelha das Figura 25 e Figura 26 foram sobrepostas e aparecem na Figura 27. Nessa figura pode ser observado que o comportamento da curva é similar e a curva azul (com mais pontos) foi chamada de curva A e apresenta maior acurácia nos valores, e a curva com menos pontos é chamada de curva B.

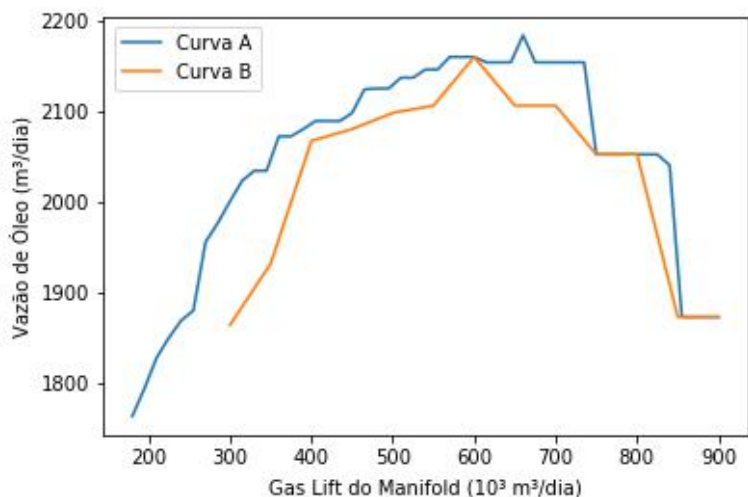


Figura 27 - Comparação do Resultado com 7 e 21 Valores de Gás Lift na Curva de Desempenho do *Manifold*. Fonte: Elaboração Própria.

As curvas de desempenho do *manifold* também são sensíveis a pressão no separador de produção, ou pressão de separação. A Figura 28 apresenta essas curvas para três valores de pressão de superfície: 10, 15 e 20 kgf/cm². Nessa figura é possível perceber que as curvas possuem o mesmo padrão apresentando valores de vazões menores para maiores pressões no separador.

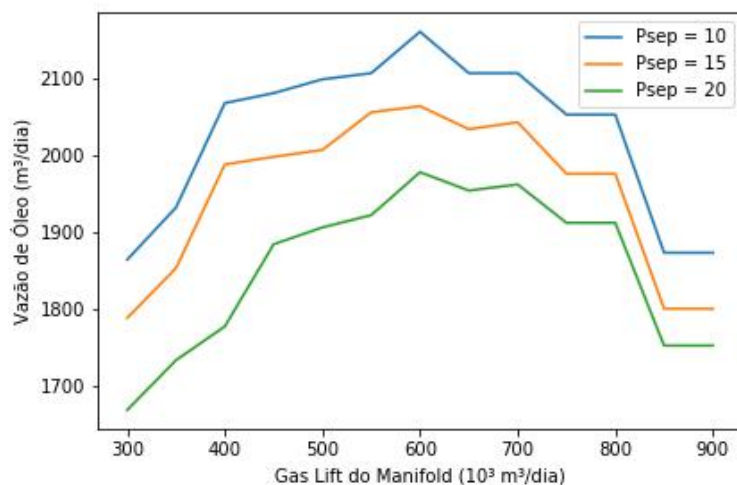


Figura 28 - Curvas de Desempenho do *Manifold* para Diferentes Pressões no Separador. Fonte: Elaboração Própria.

6.3.2 Otimização

A otimização é feita para encontrar o ponto operacional que produza a maior quantidade de óleo com as capacidades disponíveis. Nesse tópico são mostrados e

analisados os resultados da otimização para diferentes cenários de capacidade, e a sensibilidade da resposta a partir da curva de desempenho dada como entrada.

O tempo computacional da otimização frente à simulação é baixo. As otimizações foram resolvidas entre 0,4 e 2,1 segundos, e como essa não é realizada inúmeras vezes, não foram feitas análises em seu tempo computacional.

Capacidade de Tratamento de Líquido

Foram analisados três cenários de capacidade de tratamento de líquido total 40.000, 30.000 e 20.000 m³/dia. Os cenários foram feitos para dois separadores de produção, cada um com a mesma capacidade, ou seja, a metade da capacidade total. Foi adotado que a capacidade de tratamento de água para cada cenário é a metade da capacidade de tratamento de líquido total, ou seja, 20.000, 15.000 e 10.000 m³/dia, respectivamente. Além disso, a capacidade de compressão de gás usada em todos esses cenários foi de 6 milhões m³/dia, que é um valor suficiente para não restringir a produção e injeção de gás e os resultados serem sensíveis à capacidade de tratamento de líquido. As curvas de desempenho de gás lift dos poços e do *manifold* que foram usadas são referentes à 21 valores de vazão de gás lift para cada poço, representadas pela Figura 23 para os poços satélite e pela Figura 26 para o *manifold*. Os resultados dessas otimizações estão apresentados na Figura 29.

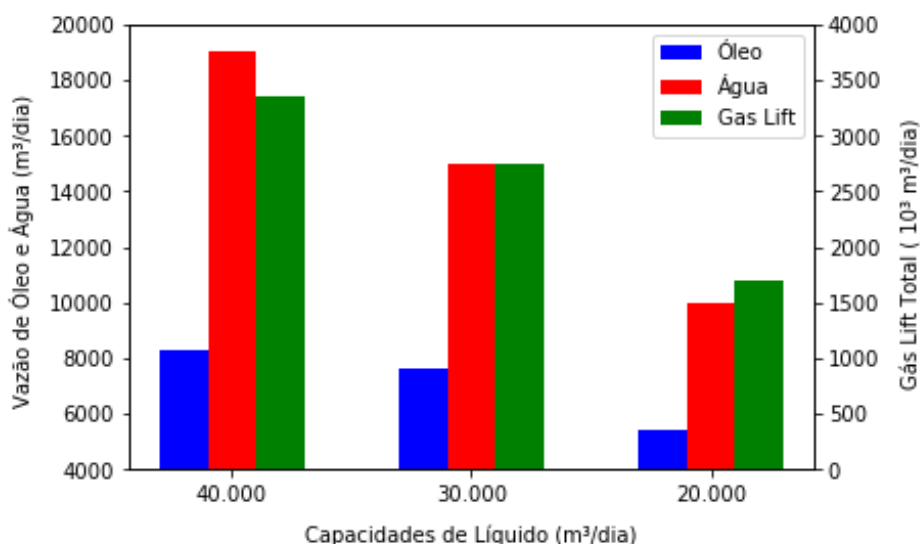


Figura 29 - Resultados da Otimização para Diferentes Capacidades de Líquido. Fonte: Elaboração Própria.

Para os três cenários realizados houve folga na capacidade de compressão do gás, como esperado. Nenhum cenário ficou restrito pela capacidade de tratamento de líquido em si, mas pela capacidade de tratamento de água, que estão relacionados. Os

cenários de capacidade de tratamento de líquido de 30.000 e 20.000 m³/dia que ficaram restritos pela capacidade de tratamento de água.

No gráfico da Figura 29 estão presentes a vazão de óleo, água e injeção de gás lift total na plataforma (inclui todos os poços e o *manifold*). A vazão de produção de óleo possui valores 8.279, 7.623, 5.245 m³/dia, respectivamente. Os poços que foram fechados em cada cenário estão presentes na Tabela 13.

Tabela 13 - Poços Fechados na Análise de Capacidade de Líquido.

	Capacidade de Tratamento de Líquido (m ³ /dia)		
	40.000	30.000	20.000
Poços Fechados	-	14	2, 10, 11, 14

Os cenários nesse caso ficaram restritos pela produção de água, assim os poços que foram fechados pelo otimizador são os que apresentam maiores valores de BSW, como pode ser observado na Tabela 8.

A Tabela 14 apresenta o resultado da alocação poço – separador para todas as capacidades.

Tabela 14 - Poços por Separador para Capacidades de Tratamento de Líquido.

	Capacidade de Tratamento de Líquido (m ³ /dia)		
	40.000	30.000	20.000
Separador 1	W1, W3, W4, W5, W7, W8, W9, W10	W1, W2, W3, W5, W7, W8, W9	W1, W3, W4, W7, W8, W9
Separador 2	W2, W11, W14, <i>Manifold</i>	W4, W10, W11, <i>Manifold</i>	W5, <i>Manifold</i>

Capacidade de Compressão de Gás

Como na análise de capacidade de tratamento de líquido, foram elaborados três cenários de capacidade de compressão de gás: 2, 4 e 6 milhões de m³/dia. Os cenários também foram feitos para dois separadores de produção, foi adotado que capacidade de tratamento de líquido total usada em todos esses cenários foi de 40.000 m³/dia, que é um valor suficiente para não restringir a produção de líquido e de água. Foram utilizadas as mesmas curvas de desempenho do item Capacidade de Tratamento de Líquido. Os resultados dessas otimizações estão apresentados na Figura 30.

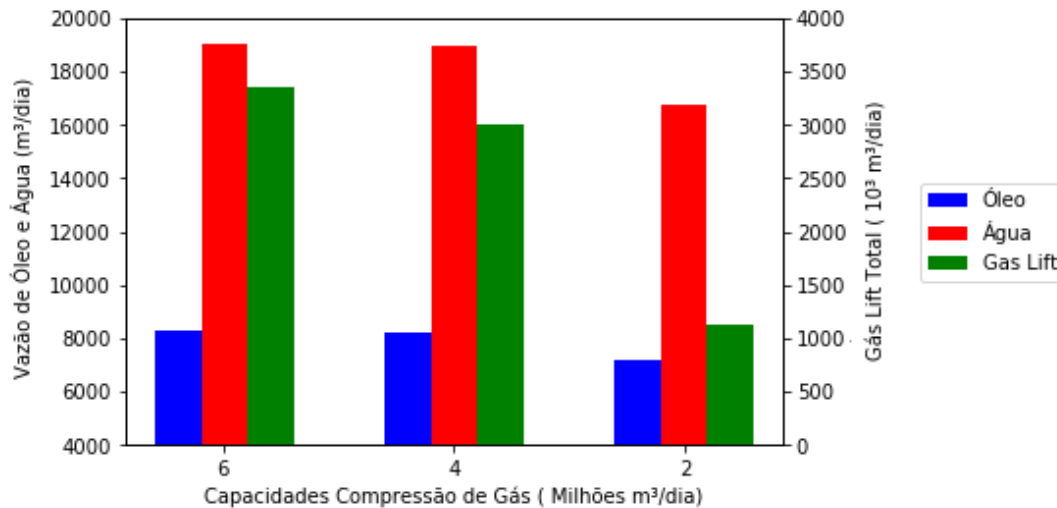


Figura 30 - Resultados da Otimização para Diferentes Capacidades de Compressão de Gás. Fonte: Elaboração Própria.

Para os três cenários realizados houve folga na capacidade de tratamento do líquido e água, como esperado. Os cenários de capacidade de compressão de gás de 4 e 2 milhões m³/dia ficaram restritos por essas capacidades.

No gráfico da Figura 30 estão presentes a vazão de óleo, água e injeção de gás lift total na plataforma (inclui todos os poços e o *manifold*). A vazão de produção de óleo possui valores 8.279, 8.251 e 7.213 m³/dia, respectivamente. Em nenhum dos três cenários tiveram poços fechados. Esse comportamento diferente de quando se reduz a capacidade de tratamento de líquido é devido ao que está restringindo a produção. Como há restrição na quantidade de gás, a vazão de injeção de gás lift dos poços é reduzida e nenhum poço é fechado.

Nesse caso, como há folga nas capacidades de líquido dos separadores, não há relação da alocação dos poços aos separadores com as capacidades de compressão de gás, uma mesma resposta do otimizador pode apresentar mais de uma combinação de alocações. Na Tabela 15 são mostrados os resultados da alocação poços – separador para cada capacidade analisada.

Tabela 15 - Poços por Separador para Capacidades de Compressão de Gás.

	Capacidade de Compressão de Gás (m ³ /dia)		
	6 milhões	4 milhões	2 milhões
Separador 1	W1, W3, W7, W9, W14	W3, W7, W9, W11, W14	W2, W3, W4, W7, W9, W11, W14
Separador 2	W2, W4, W5, W8, W10, W11, <i>Manifold</i>	W1, W2, W4, W5, W8, W10, <i>Manifold</i>	W1, W5, W8, W10, <i>Manifold</i>

Curvas de Desempenho

No tópico 6.3.1 foram apresentados os resultados da simulação e foi mostrado que para gerar a curva de desempenho de gás lift do *manifold* a quantidade de valores de gás lift em cada poço altera exponencialmente a quantidade de pontos da curva e o tempo computacional. Assim, nesse tópico vamos analisar o impacto de utilizar duas curvas distintas de desempenho para o *manifold*. As curvas utilizadas estão presentes na Figura 27, uma feita a partir de 21 valores de gás lift para cada poço, chamada de curva A e, a outra, feita a partir de 7 pontos, chamada de curva B. Para relembrar, a curva A apresenta resultados mais acurados.

Foram formados três cenários para a comparação das curvas, como descrito na Tabela 16.

Tabela 16 - Descrição dos Cenários.

	Capacidade de Tratamento de Líquido (m ³ /dia)	Capacidade de Compressão de Gás (m ³ /dia)
Cenário 1	40.000	6 milhões
Cenário 2	30.000	4 milhões
Cenário 3	20.000	2 milhões

Os resultados da vazão de óleo e de gás lift total desses três cenários para as duas curvas estão apresentados na Figura 31.

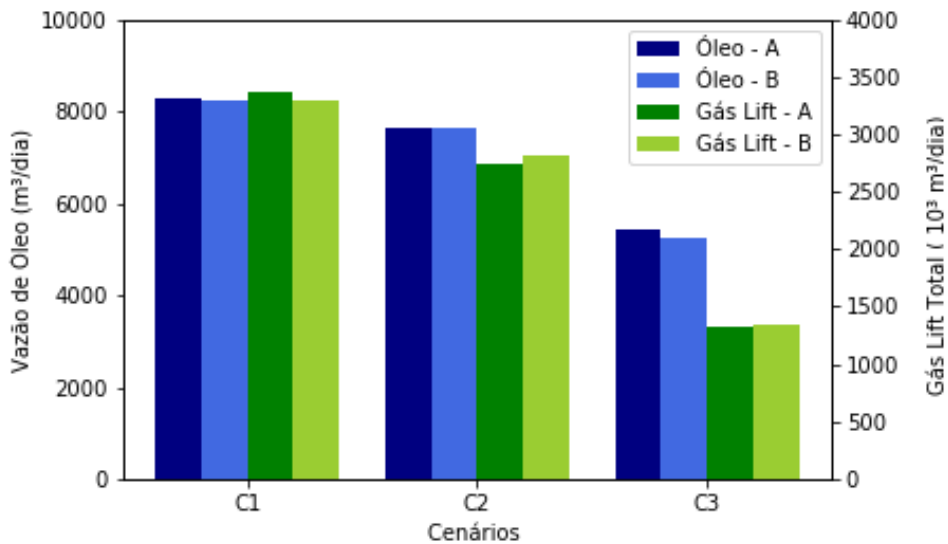


Figura 31 - Resultados dos Cenários para a Curva de Desempenho A e B. Fonte: Elaboração Própria.

As otimizações dos três cenários avaliados tiveram como modificação apenas a curva de desempenho do *manifold* (curva A e B), assim as diferenças entre os resultados são provenientes somente da produção do *manifold*. Na Figura 31 a diferença no total da produção que chega na plataforma é pequena para o cenário 1, de apenas de 24 m³/dia na produção de óleo, já no cenário 2 não há diferença na produção, porém no cenário 3 a diferença sobe para 207 m³/dia na produção de óleo. Essa diferença é devido à restrição nas capacidades da plataforma do cenário, que faz o ponto operacional ser um valor de baixo gás lift, e para esses valores mais baixos há mais diferença entre as curvas A e B. Quando o sistema opera sem restrições, o ponto operacional é o máximo valor de óleo das curvas, e o máximo obtido pelas duas curvas é semelhante, assim a diferença é pequena. Então para cenários mais restritos é mais relevante o uso da curva formada a partir de mais pontos de gás lift dos poços.

Otimização Integrada

Os resultados apresentados no item anterior mostraram que as curvas chamadas de A e B presentes na Figura 27 fornecem resultados diferentes na otimização para cenários restritos. Entretanto, a curva A que foi feita a partir de 21 valores de gás lift para cada poço levou 3730 segundos (62 minutos e 10 segundos) para ser simulada, enquanto que a curva B, que foi feita a partir de 7 pontos levou 111 segundos para ser formada. O intervalo entre os valores de gás lift usados para cada poço na curva A foi de 15.000 m³/dia e na curva B de 50.000 m³/dia.

A disparidade no tempo computacional com a divergência dos resultados levou a realizar comunicação entre a otimização e a simulação. Em outras palavras, primeiramente foi gerada a curva de desempenho do *manifold* (curva B), e então o ponto operacional foi encontrado pela otimização. Depois disso outra curva de desempenho foi produzida no simulador, dessa vez com menor intervalo entre os valores de gás lift para cada poço e somente em torno do ponto operacional encontrado. Essa nova curva, chamada de curva C, levou 192 segundos para ser computada e está presente na Figura 32 junto com as curvas A e B e os pontos operacionais encontrados na simulação do cenário 3, que será falado logo a frente.

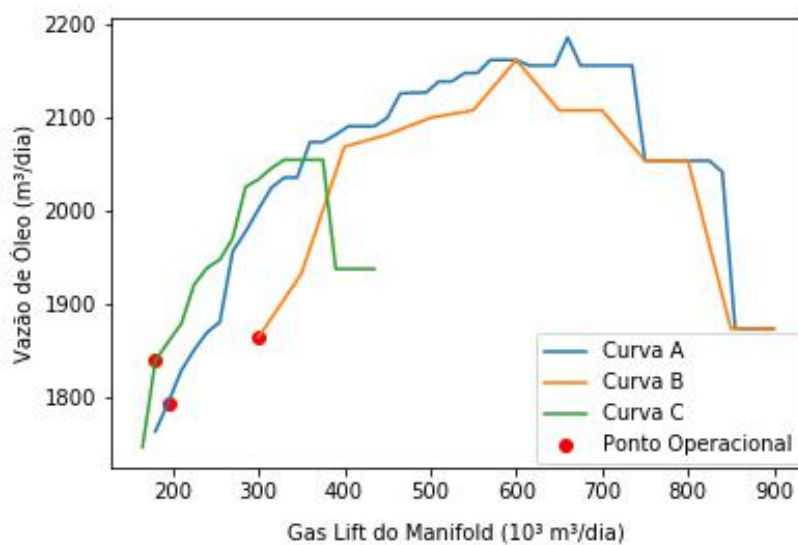


Figura 32 - Curvas de Desempenho A, B e C do *Manifold*. Fonte: Elaboração Própria.

A descida na vazão de óleo da curva C à primeira vista pode parecer errada, porém está correta. Essa descida significa apenas que a combinação das vazões de gás lift dos poços com que se chegou a vazão total de injeção de gás lift desse *manifold* não é a ótima. Por exemplo, o ponto do gráfico de gás lift de 435.000 m³/dia foi formado pelas vazões de 145.000 m³/dia para os três poços e resultou numa vazão de 1937 m³/dia, nas outras curvas, um dos poços teve uma vazão de injeção muito mais alta que gerou maior incremento na vazão de produção. Esses valores também podem ser compreendidos ao relembrar a Figura 25 e Figura 26.

Essa curva C foi otimizada para os mesmos três cenários presentes na Tabela 16 e seus resultados foram comparados com as curvas A e B, como mostra a Figura 33.

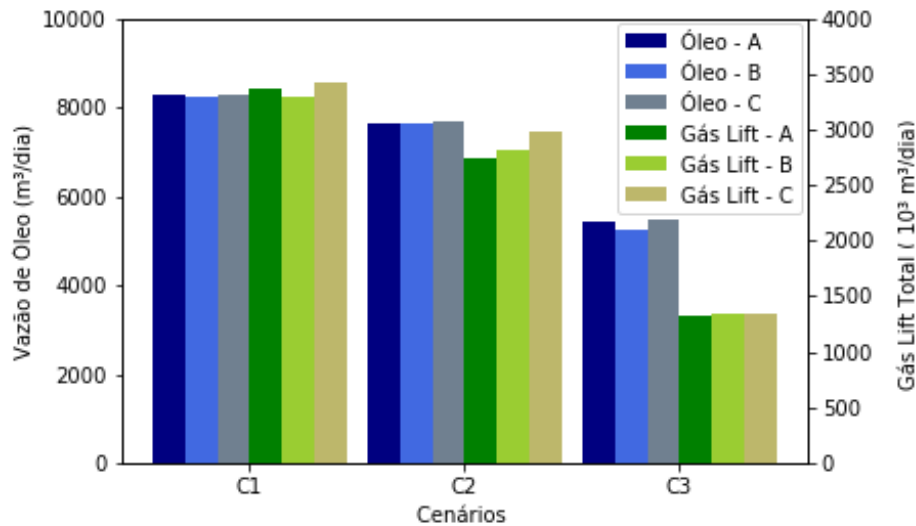


Figura 33 - Resultado dos Cenários para as Curvas A, B e C. Fonte: Elaboração Própria.

Na Figura 33 pode ser observado que novamente a maior diferença de resultado da curva C para as demais está presente no cenário 3, que é o mais restrito. Essa volta da otimização para simulação apresentou melhoria no resultado da segunda otimização, uma vez que a curva utilizada na última otimização apresentava pontos com menores intervalos.

Os pontos operacionais encontrados para cada uma dessas curvas estão representados na Figura 32, onde pode ser observado que a curva C foi gerada para um intervalo em torno do ponto operacional encontrado da curva B.

A vazão de óleo do cenário 3 com a utilização da curva B e depois a curva C foi de 5495 m³/dia, enquanto que a vazão a partir da curva A foi de 5444 m³/dia. Essa diferença não é grande, entretanto o tempo computacional despendido para formar a curva B e C foi, respectivamente 111 e 192 segundos contra os 3730 segundos levados para gerar a curva A. Assim, conclui-se que há uma grande vantagem em integrar a simulação e a otimização.

7 CONCLUSÃO

7.1 Considerações Finais

Nesse trabalho foi realizada uma simulação-otimização da injeção de gás lift com o objetivo de se obter a maior vazão de óleo de um conjunto de poços produzindo numa plataforma. O problema apresenta restrições de capacidade de operação da plataforma, a presença de poços satélite e *manifold* de produção, e mais de um separador de produção. As curvas de desempenho de gás lift utilizadas para fazer a otimização também foram produzidas nesse trabalho na parte de simulação.

Com base nos estudos apresentados conclui-se que parâmetros como o tamanho dos segmentos, tolerâncias e critérios de parada podem impactar no resultado final da simulação, principalmente com relação ao tempo computacional. Foi mostrado também que formar uma curva de desempenho de gás lift para um poço satélite não demanda de elevado esforço computacional. Por outro lado, elaborar essa curva para um *manifold* é um processo mais demorado e requer uma quantidade elevada de pontos para sua formação.

Na otimização, as curvas de desempenho de gás lift são linearizadas por interpolação linear do tipo SOS2 e o problema resolvido é do tipo Programação Linear Inteira Mista. Como mostrado na experimentação, o ponto operacional que é o resultado da otimização é altamente sensível às capacidades da plataforma. A alocação dos poços aos separadores de produção mostrou ser mais sensível a alterações nas capacidades de tratamento de líquido dos separadores, do que a alterações nas capacidades de compressão de gás. Além disso, a qualidade da curva de desempenho do *manifold* é mais importante em cenários de produção mais restritos.

Para finalizar, foi mostrado os resultados de integrar a otimização com a simulação para iniciar com uma curva de desempenho do *manifold* com intervalos espaçados e depois gerar uma com menor intervalo em torno do ponto operacional encontrado são melhores, principalmente com relação ao tempo computacional, que os resultados de gerar uma curva com intervalos curtos na primeira simulação. O tempo computacional gasto para gerar as duas curvas citadas foi de 303 segundos, em contrapartida, o tempo gasto para gerar na primeira simulação uma curva com intervalo

curto foi de 3730 segundos, mais de 10 vezes maior. Ou seja, a integração da simulação com a otimização gera grande melhoria no tempo computacional.

7.2 Trabalhos Futuros

A disponibilidade de softwares de simulação de escoamento multifásico é baixa e a maioria deles são relacionados à empresas. Além disso, a saída de dados muitas vezes não é fácil de ser utilizada para uma pós-otimização da produção. O uso da mesma linguagem computacional para gerar os dados do escoamento facilita a comunicação desses dados com a otimização. Essa facilidade abre um leque de oportunidades de estudos com o uso do modelo de escoamento desenvolvido, e até mesmo com a otimização.

Na simulação do escoamento multifásico algumas simplificações foram feitas nesse trabalho e a adoção de um modelo mais completo é uma sugestão para futuros trabalhos. Assim, é interessante a utilização de um modelo mais completo para o cálculo do gradiente de temperatura ao longo das linhas de escoamento. Além disso, as perdas de carga em restrições do sistema, como nas válvulas do tipo *choke* também podem ser levadas em consideração.

Um estudo que pode ser feito a partir desse trabalho é o estudo das incertezas sobre alguns parâmetros de produção considerados fixos nesse trabalho, como BSW e RGO. Seguindo na linha das incertezas, os dados do reservatório, aqui representados pelo Índice de Produtividade (IP) dos poços e pela pressão estática do reservatório, interferem nas curvas de desempenho dos poços. Assim, um estudo também sobre as incertezas desses parâmetros na otimização é um estudo que pode contribuir para a área.

Com relação ao modelo de sistema submarino utilizado, este pode ser mais complexo. Foi utilizado um sistema submarino com a presença de *manifold* de produção e os poços que produzem neste *manifold* são fixos. Os poços que produzem nos *manifolds* podem ser mais uma variável de decisão e assim o problema teria um grau de dificuldade de resolução muito elevado.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALARCÓN, G. A.; TORRES, C. F.; GÓMEZ, L. E. (2002). Global optimization of gas allocation to a group of wells in artificial lift using nonlinear constrained programming. *Journal of Energy Resources Technology*, v. 124, p. 262-268.
- BAI, Y., BAI, Q., 2005, "Subsea Pipelines and Risers", 1ª Edition, Elsevier.
- BEGGS, H. D., 1991, *Production Optimization Using Nodal Analysis*, 2ª Edition, OGCI and Petroskills Publications.
- BEGGS, H. D., and BRILL, J. P., 1973, "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes", *JPT*, 607, AIME 255.
- BEGGS, H.D. and ROBINSON, J.R., "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems", *JPT*, September: 1140-1141 (1975).
- BRILL, J. P., BEGGS, H. D., 1991, *Two-Phase Flow in Pipes*. 6th Edition. University of Tulsa.
- BRILL, J. P., MUKHERJEE, H., 1999, *Multiphase Flow in Wells*, 1ª Edition, Society of Petroleum Engineers Inc.
- CAMPONOGARA E., NAZARI, L. F. (2015) "Models and Algorithms for Optimal Piecewise-Linear Function Approximation". *Mathematical Problems in Engineering*, vol., Article ID 876862, 9 pages, 2015. Doi: 10.1155/2015/876862
- CODAS, A., CAMPONOGARA, E. (2012) Mixed-integer linear optimization for optimal lift-gas allocation with well-separator routing. *European Journal of Operational Research*, Volume 217, Issue 1, Páginas 222-231, ISSN 0377-2217. Doi: 10.1016/j.ejor.2011.08.027
- DE SANTANA, R. S., FERREIRA FILHO, V. M., MONTEIRO, D. D., CHAVES, G. S., DUQUE, M. M., GRANJA SAAVEDRA, A. L., VIEIRA, B. F. (2017). Gas Lift Optimization Under Uncertainties in BSW. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/185541-MS
- FLOUDAS, C. A. (1995). *Nonlinear and mixed-integer optimization: fundamentals and applications*. Editora Oxford University Press. ISBN 0-19-510056-5.
- FOSS, B. A., & JENSEN, J. P. (2011). *Performance Analysis for Closed-Loop Reservoir Management*. Society of Petroleum Engineers. Doi: 10.2118/138891-PA
- GANG, X. Z., HERFJORD, H. J., & RAMSTAD, H. J. (1990). *Economical Distribution Of Gas In At Continuous Gas-Lift System Subject To Variable Cost And System Constraints*. Petroleum Society of Canada. Doi: 10.2118/90-05-01
- GIULIANI, C. M., CAMPONOGARA, E. (2015). Derivative-free methods applied to daily production optimization of gas-lifted oil fields, *Computers & Chemical*

Engineering, Volume 75, Páginas 60-64, ISSN 0098-1354, Doi: 10.1016/j.compchemeng.2015.01.014

GUNNERUD, V., FOSS, B. (2010) Oil production optimization - A piecewise linear model, solved with two decomposition strategies. Computers & Chemical Engineering, Volume 34, Issue 11, 2010, Pages 1803-1812, ISSN 0098-1354. Doi: 10.1016/j.compchemeng.2009.10.019

GUNNERUD, V., FOSS, B.A., MCKINNON, K.I.M., NYGREEN, B. (2012) Oil production optimization solved by piecewise linearization in a Branch & Price framework, Computers & Operations Research, Volume 39, Issue 11, Pags 2469-2477, ISSN 0305-0548. Doi: 10.1016/j.cor.2011.12.013

HASAN, A. R., KABIR, C. S., (2002), Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores. Society of Petroleum Engineers Inc.

HANSSEN, K. G. & FOSS, B. (2015). Production Optimization under Uncertainty – Applied to Petroleum Production. International Federation of Automatic Control – IFAC, 2015. Doi: 10.1016/j.ifacol.2015.08.184

HANSSEN, K. G., FOSS, B., & TEIXEIRA, A. (2015). Production Optimization under Uncertainty with Constraint Handling. International Federation of Automatic Control – IFAC, 2015. Doi: 10.1016/j.ifacol.2015.08.011

IEA, 2017. Key World Energy Statistics. International Energy Agency, 2017.

KEHA, A. B.; FARIAS, I. R.; NEMHAUSER, G. L. (2004). Models for representing piecewise linear cost functions. Operations Research Letters, v. 32, p. 44-48.

LAKE, L. W., 2007, Petroleum Engineering Handbook, Volume IV, Society of Petroleum Engineers.

LATEEF A. KARREM, TAJUDEEN M. IWALEWA and MUHAMMAD AL-MARHOUM, (2016) "New explicit correlation for the compressibility factor of natural gas: linearized z-factor isotherms", Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, September 2016, Volume 6, Issue 3, pp 481–492

LEE, A. L., GONZALEZ, M. H., and EAKIN, B. E., 1966. "The Viscosity of Natural Gases", JPT (August 1966), 997-1000, Trans., AIME. 234.

MCCAIN Jr., W.D. 1991, "Reservoir-Fluid Property Correlations-State of the Art (includes associated papers 23583 and 23594)". SPE Res Eng 6 (2): 266-272. SPE-18571-PA

MCCAIN, W.D.Jr, (1989). "The Properties of Petroleum Fluids", Second Edition, PennWell Books, Tulsa.

OLIVEIRA, M. F. D., 2003, Análise da Aplicação de um Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino na Produção de Petróleo. Dissertação de M.Sc., PUC, Rio de Janeiro, RJ, brasil.

- ORIOHA, H. I., GRUBA, C. J., MUONEKE, G., & EZUKA, I. O. (2012). Application of IPM Modeling for Production Surveillance, Allocation and Optimization. Society of Petroleum Engineers. Doi: 10.2118/157435-MS
- RASHID, K.; DEMIREL, S.; Couet, B. (2011) Gas-lift optimization with choke control using a mixed-integer nonlinear formulation. *Ind. Eng. Chem.Res.*, v. 50, p. 2971-2980, 2011.
- ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D., (2011), Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Interciência.
- ROSSI, N., C., M., 2004, Elevação Natural de Petróleo. Salvador, Universidade Petrobras.
- SACHDEVA, R., SCHIMIDT, Z., BRILL, J. P., AND BLAIS, R. M. (1986). "Two-Phase Flow Through Chokes", 61^a Conferência Técnica Anual, New Orleans, LA. SPE 15657
- SANTANA, R. S. G., 2016, Análise de Incertezas em Simulação de Escoamentos Multifásicos. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- SILVA, T. L. CAMPONOGARA, E., TEIXEIRA, A. F., SUNJERGA, S. (2015). Modeling of flow splitting for production optimization in offshore gas-lifted oil fields: Simulation validation and applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 128, Pages 86-97, ISSN 0920-4105, Doi: 10.1016/j.petrol.2015.02.018
- STANDING, M. S., (1981) "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems", Society of Petroleum Engineers of AIME, Ninth Printing, 1981, 25 and 122
- TEIXEIRA, A. F. (2013). Otimização da Produção de Poços de Petróleo com Gas Lift Contínuo. Tese de mestrado, COPPE/UFRJ.
- VASQUEZ, M.E., BEGGS, H.D., 1980. "Correlations for Fluid Physical Property Predictions", *J.Petroleum Tech.*, pp 968-970.
- 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., PUC, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- WANG, P., AZIZ, K., & LITVAK, M. L. (2002B). Optimization Of Production From Mature Fields. World Petroleum Congress. WPC-32152
- WANG, P., LITVAK, M., & AZIZ, K. (2002A). Optimization of Production Operations in Petroleum Fields. Society of Petroleum Engineers. Doi: 10.2118/77658-MS

APÊNDICE

Nesse apêndice se encontram as tabelas com os valores dos ângulos e coeficiente de troca térmica global dos poços por segmentos como mencionado no item 6.1 desse trabalho. Os ângulos estão em graus e o coeficiente de troca térmica global (U) em $BTU/(hr \cdot ft^2 \cdot F)$. No trecho dos poços os primeiros valores de L são referentes à profundidade da cabeça dos poços.

Tabela 17 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W2 e W3 por Segmentos.

Trecho	W2			W3		
	L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
<i>Flowline</i>	0	90	12,21	0	90,0	12,9
	712	80,6	12,1	713	80,5	12,9
	1061	70,9	10,8	2062	70,9	12,8
	1247	52,4	10,5	1249	52,3	11,5
	1368	20,2	10,7	1371	20,2	11,3
	1750	-1,05	10,7	1756	-1,9	11,6
	2757	-1,65	9,9	2761	-1,8	16,2
	3763	2,11	4,5	3897	0,6	5,3
	4768	2,97	4,5			
	5284	3,22	4,6			
Poço	1390	90,0	4,6	1267	90	5,3
	1579	83,8	6,0	1871	85,8	7,0
	1821	72,6	6,0	2122	71,7	6,9
	2497	49,5	6,0	2582	45,5	6,9
	3370	23,9	6,0	2752	16,8	6,9

Tabela 18 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W4 e W5 por Segmentos.

Trecho	W4			W5		
	L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
<i>Flowline</i>	708	90,0	16,3	735	90,0	11,1
	1060	80,2	16,3	1101	80,2	11,0
	1249	70,4	16,2	1298	70,4	10,0
	1374	51,8	16,2	1429	51,7	9,9
	1758	19,9	16,9	1759	19,9	10,1
	2764	-2,2	16,8	2764	6,0	10,1
	3449	-1,8	16,4	3193	5,5	6,3
	4308	-0,5	5,4			
	4811	1,1	5,3			
Poço	1447	90,0	5,4	1483	90	3,7
	2086	82,8	6,9	1763	82,2	6,8
	2297	61,9	6,6	2086	68,2	6,9
	2541	41,2	6,4	2513	49,2	6,6
	2714	22,6	6,2	2804	18,2	6,5

Tabela 19 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W7 e W8 por Segmentos.

Trecho	W7			W8		
	L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
<i>Flowline</i>	0	90	16,3	0	90,0	12,0
	736	80,3	16,3	709	80,3	11,9
	1100	70,6	16,3	1059	70,6	10,4
	1297	52,0	16,3	1248	51,9	10,1
	1425	20,0	16,3	1372	20,0	10,3
	1759	4,8	16,2	1760	-1,2	10,3
	2765	5,7	16,7	2764	-1,7	8,2
	3770	4,2	5,4	3656	0,9	4,2
	4454	2,3	5,4	4662	3,0	4,2
	-	-	-	5165	2,8	4,3
Poço	1538	90,0	5,4	2011	90	4,3
	1924	85,8	6,7	2156	78,8	5,7
	2045	68,2	6,7	2313	59,4	5,7
	2483	48,1	6,6	2471	39,7	5,6
	3290	10,2	6,5	3593	5,7	5,5

Tabela 20 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W9 e W10 por Segmentos.

Trecho	W9			W10		
	L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
<i>Flowline</i>	0	90	12,4	0	90,0	16,4
	735	80,3	12,3	711	80,3	16,4
	1099	70,6	10,9	1062	70,6	15,9
	1296	51,9	10,5	125	51,9	15,9
	1425	20,0	10,7	1376	20,0	16,7
	1763	5,4	10,8	1759	-2,2	16,7
	2768	6,1	7,3	2760	-1,8	16,8
	3881	3,7	3,9	3531	-0,8	5,4
				4536	-1,3	5,4
				5039	-0,9	5,4
Poço	1563	90,0	3,9	1226	90	5,4
	1888	78,2	5,9	2210	78,8	7,0
	2234	50,3	6,8	2442	58,6	6,9
	2664	38,9	6,6	22617	38,2	6,8
	3033	14,1	6,5	3070	8,0	6,7

Tabela 21 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W11 e W14 por Segmentos.

Trecho	W11			W14		
	L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
Flowline	0	90	16,4	0	90,0	16,5
	737	80,3	16,4	709	80,3	16,5
	1001	70,6	16,4	1059	70,6	16,5
	1298	51,9	16,3	1247	51,9	16,4
	1427	20,0	16,5	1372	20,0	17,2
	1756	4,4	16,5	1737	-2,5	17,2
	2761	5,4	16,4	2738	-1,9	17,2
	3906	3,8	5,4	3744	-1,7	5,4
	5051	2,0	5,4	4127	-3,0	5,4
Poço	1617	90,0	5,4	2136	90	5,4
	2070	79,2	6,9	2381	78,7	7,0
	2372	59,4	6,8	2598	59,6	6,9
	2573	39,9	6,5	2798	38,6	4,5
	2792	14,6	6,4	3431	13,7	4,5

Tabela 22 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W6 e W12 por Segmentos.

Trecho	W6			W12		
	L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
Flowline	0	0	5,4	0	0	5,4
	564	18,2	5,4	1233	7,7	5,4
Poço	1297	90,0	5,4	1889	90	5,4
	2038	85,0	7,0	2174	76,9	7,0
	2163	68,4	6,8	2428	52,1	6,9
	2450	44,2	6,5	2705	28,6	6,4
	3302	12,4	6,4	2889	9,3	6,5

Tabela 23 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do poço W13 por Segmentos.

Trecho	W13		
	L	Ângulo	U
Flowline	0	0	5,4
	875	1,0	5,4
	2286	1,1	5,4
Poço	1734	90,0	5,4
	2065	78,2	6,3
	2379	62,4	4,8
	2567	39,0	4,7
	2811	13,4	4,7

Tabela 24 - Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do *Manifold* por Segmentos.

Trecho	<i>Manifold</i>		
	L	Ângulo	U
Flowline	0	90	18,4
	564	80,3	18,4
	829	70,6	17,4
	1025	52,0	16,8
	1154	20,0	16,5
	1488	4,8	10,5
	2231	6,2	8,4
	2894	5,3	5,4