



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ANÁLISE DA LOCALIZAÇÃO DE MANIFOLDS EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO
SEGUNDO DOIS CRITÉRIOS: ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE E PROXIMIDADE

Danielle de Oliveira Monteiro

Gabriela Souza Chaves

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira
Filho

Vinicius Ramos Rosa

Rio de Janeiro
Agosto de 2015

ANÁLISE DA LOCALIZAÇÃO DE MANIFOLDS EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO
SEGUNDO DOIS CRITÉRIOS: ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE E PROXIMIDADE

Danielle de Oliveira Monteiro
Gabriela Souza Chaves

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO
DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D. Sc..
(Orientador)

Vinicius Ramos Rosa, M. Sc.
(Co-Orientador)

Prof^ª. Juliana Souza Baioco, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

AGOSTO de 2015

Monteiro, Danielle de Oliveira

Chaves, Gabriela Souza

Análise da Localização de Manifold em Sistemas de Produção Segundo Dois Critérios: Índice de Produtividade e Proximidade / Danielle de Oliveira Monteiro, Gabriela Souza Chaves – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2015.

VII, 79 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Vinicius Ramos Rosa

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia de Petróleo, 2015.

Referências Bibliográficas: p.85-86.

1. Sistemas Submarinos de Produção 2. Localização de Manifold Submarino de Produção 3. Análise Econômica de Projetos I. Ferreira Filho, Virgílio José Martins. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Análise da Localização de Manifold em Sistemas de Produção Segundo Dois Critérios: Índice de Produtividade e Proximidade

Às nossas famílias.

Agradecimentos

Agradecemos ao nosso professor e amigo Virgílio José Martins Ferreira Filho, por sua disponibilidade, paciência e atenção na elaboração deste trabalho e na nossa trajetória acadêmica.

Agradecemos ao nosso co-orientador Vinicius Ramos Rosa, pelo auxílio e ajuda na definição do tema proposto e modelagem do problema.

Agradecemos à equipe e amigos do LORDE pela infraestrutura necessária para a realização deste trabalho. Agradecemos também ao PRH-21, que ofereceu suporte à realização deste trabalho.

Agradecemos aos amigos de curso que nos acompanharam nesta longa jornada.

Agradecemos a todos nossos familiares que nos apoiaram durante toda nossa vida pessoal.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

ANÁLISE DA LOCALIZAÇÃO DE MANIFOLDS EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO SEGUNDO DOIS CRITÉRIOS: ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE E PROXIMIDADE

Danielle de Oliveira Monteiro

Gabriela Souza Chaves

Agosto de 2015

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Vinicius Ramos Rosa

Curso: Engenharia de Petróleo

Os custos envolvidos na implementação de projetos da indústria do petróleo são muito elevados, por isso, torna-se necessário otimizar o investimento em instalações. Este projeto consiste em definir uma metodologia para encontrar a localização ótima de *manifolds* submarino de produção. O objetivo da otimização é maximizar a produção e minimizar a distância total de linhas. Os resultados observados demonstram que é possível otimizar a localização do *manifold* em função de diferentes volumes produzidos, considerando a viabilidade econômica do projeto.

Palavras-chave: sistemas submarinos de produção, localização de *manifold* submarino de produção, análise econômica de projetos.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

*ANALYSIS OF MANIFOLDS LOCATION IN PRODUCTION SYSTEMS
ACCORDING TO: INDEX OF PRODUCTIVITY AND PROXIMITY*

Danielle de Oliveira Monteiro
Gabriela Souza Chaves

August/ 2015

Advisors: Virgílio José Martins Ferreira Filho
Vinicius Ramos Rosa
Course: Petroleum Engineering

In petroleum industry, the costs are usually big, so activities must be optimized. This project consists in searching for new methods to find the optimal manifold location. The main goal of this project is to optimize this equipment location in order to find the optimal production rates and the reduction of total pipes length, which consequently will lead to a project's cost reduction. The results demonstrate that different manifold locations result in different volumes produced, which directly affects the economic viability of the project.

Keywords: subsea production systems, submarine manifold location, economic analysis.

Sumário

1	Introdução	1
2	Revisão Bibliográfica	4
3	Sistemas Submarinos de Produção	7
3.1	Árvore de Natal Molhada	8
3.2	Manifold	10
3.3	Unidade Estacionária de Produção- UEP	11
3.4	Linhas de Produção	12
3.5	Sistemas de Controle	13
3.6	Sistemas de Elevação Artificial	14
4	Escoamento Multifásico	17
4.1	Gradiente de Pressão	18
4.2	Modelo Black Oil	19
4.3	Correlações de Fluxo Multifásico.....	20
4.3.1	Correlação de Beggs & Brill	21
4.4	Análise Nodal	30
5	Estudos de Caso	35
5.1	Premissas	35
5.2	Características do Reservatório.....	36
5.3	Propriedades dos Fluidos Produzidos.....	36
5.4	Características de Sistema.....	37
5.5	Simulação em <i>Pipesim</i>	39
5.6	Cenário Base	40
5.7	Localização.....	42
5.8	Estudo de Caso 1.....	46
5.9	Estudo de Caso 2.....	50

5.10 Estudo de Caso 3.....	53
6 Resultados	56
6.1 Análise de Custos	56
6.2 Discussão dos Resultados.....	63
7 Conclusão	68
8 Bibliografia	69

1 INTRODUÇÃO

Há muitas décadas o petróleo e seus derivados são as principais fontes de energia utilizadas pelo homem. O petróleo é uma fonte de energia não renovável, assim é encontrado em quantidades limitadas na natureza e tende a se extinguir conforme é utilizado. A cada dia que passa a demanda mundial por energia aumenta. Nessa perspectiva, o estudo, o desenvolvimento e a otimização da produção petrolífera têm sido de grande importância no cenário global.

Para suprir a crescente demanda energética, a exploração *offshore* tem sido realizada em campos com lâminas d'água cada vez mais profundas, que por sua vez necessitam de um alto nível tecnológico. Definir uma estratégia de desenvolvimento para esse tipo de campo é uma tarefa árdua, uma vez que conciliar o aumento da produção com a tecnologia disponível e a lucratividade é extremamente complexa. Dentre as dificuldades encontradas, uma que influencia diretamente na rentabilidade do projeto é definição do arranjo submarino. Há infinitas possibilidades de organização dos equipamentos utilizados, assim diversos estudos têm sido feitos para definir melhor estratégia.

A avaliação de um projeto é feita a partir de considerações técnicas e econômicas. No caso de um campo petrolífero, aspectos como escoamento dos fluidos, transporte da produção, operabilidade, manutenção e intervenção do sistema como um todo estão relacionados à engenharia do projeto. Já a avaliação econômica de projetos de campos de petróleo envolve os custos ligados aos investimentos (CAPEX), os custos ligados a questões operacionais (OPEX) e a receita proveniente do volume de óleo produzido. Uma das formas de avaliar financeiramente um projeto é usando o valor presente líquido (VPL), neste método os custos e as receitas que ocorrem em diferentes instantes de tempo são atualizadas ao valor presente por meio de uma taxa de desconto.

O objetivo do presente trabalho é contribuir para o estudo de localização de *manifolds* submarinos segundo dois critérios: o índice de produtividade e a proximidade dos poços. Muitas vezes, a localização do *manifold* é feita considerando apenas a economia de linhas, porém essa escolha pode não ser a mais adequada, levando-se em consideração as vazões produzidas.

Neste trabalho foram levados em consideração a estrutura geográfica do campo de forma simplificada e a análise econômica ao longo de 20 anos de produção. Na parte inicial, de modelagem dos cenários, a localização geográfica dos poços e da unidade de produção, assim como a capacidade dos equipamentos de subsuperfície, foram consideradas fixas. A pressão estática dos poços foi considerada a mesma e a produção de água foi considerada nula, para corrigir essas simplificações, foi usado decaimento exponencial na produção para os 20 anos analisados. A simulação do escoamento dos fluidos foi realizada através do software Pipesim, com o objetivo de avaliar a resposta de cada configuração proposta.

As respostas das simulações foram projetadas para um período de produção de 20 anos e então utilizadas para o cálculo da receita do cenário. A comparação de cada cenário foi realizada por meio do VPL. O preço do óleo foi considerado constante durante a produção, porém uma análise de sensibilidade a este parâmetro foi realizada. Nos custos operacionais, foram considerados a manutenção de poços, o custo variável de acordo com a produção, e os impostos sobre a receita. O custo variável foi considerado para suprir custos como de processamento e tratamento do óleo. Já nos custos de capital foram levados em consideração os custos com a perfuração e completação dos poços e os custos com os equipamentos como *manifolds*, unidade de produção e linhas de escoamento. Pelo fato do *manifold* ser um equipamento de vital importância no projeto proposto, uma análise de sensibilidade do impacto do seu custo no VPL também foi realizada.

Este texto apresenta após esta introdução, um capítulo referente à descrição do problema com base em otimização de arranjo submarino. O terceiro capítulo

refere-se aos principais equipamentos e subsistemas que compõe o sistema submarino de produção. O quarto capítulo descreve o escoamento multifásico. No quinto capítulo o caso estudado é apresentado, assim como os cenários que serão avaliados. No sexto capítulo os resultados são apresentados e discutidos. Por fim, o sétimo capítulo apresenta a conclusão.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na literatura existem poucos trabalhos que descrevem somente a otimização da localização de *manifolds*. Entretanto, muitos trabalhos consideram a otimização do arranjo submarino como um problema de alocação de poços e localização da unidade produção. Abaixo, segue uma breve revisão bibliográfica de trabalhos sobre otimização de arranjo submarinos.

(Rosa, 2006) descreve uma metodologia para a solução do problema do arranjo submarino, focado na localização da plataforma de produção. Para este fim, o trabalho adota como função objetivo a maximização do VPL levando em conta a vazão de óleo produzida em função do arranjo submarino escolhido e o custo de linhas do sistema de coleta, exportação e injeção de água.

A metodologia utilizada para a otimização é a teoria de grafos juntamente com o cálculo de gradiente de pressão em fluxo multifásico. Sendo assim, no trabalho é possível observar que o melhor cenário não considera somente a redução das distâncias, e sim, a resposta de cada poço às perdas de carga causadas pelo escoamento.

A conclusão do trabalho demonstra que é viável conseguir resultados rápidos sem a utilização de simulações pesadas. Além disso, o modelo serve como apoio às decisões de posicionamento da plataforma.

Um segundo trabalho sobre o tema é feito por (Castiñeira, 2014), que propõe um estudo do posicionamento ótimo de um *manifold* submarino para um campo produtor *offshore*. O posicionamento é realizado por meio de métodos heurísticos baseado em algoritmos genéticos e na utilização de equações de fluxo multifásico para o cálculo das vazões produzidas.

Neste trabalho, a variável otimizada é vazão total produzida. O algoritmo genético fica sendo o responsável por gerar as possibilidades de posicionamento. Após as alternativas serem geradas, há o cálculo do escoamento multifásico e estes

resultados alimentam novamente o algoritmo para que seja possível a escolha da melhor solução do problema através da maximização das vazões produzidas.

Como resultado o algoritmo construído mostrou bons resultados se comparado aos valores de perda de carga e vazões calculadas por um *software* de simulação de escoamento amplamente utilizado na indústria.

Outra abordagem sobre a otimização de sistemas submarinos está presente em (Carvalho, et al., 2006) que propõem a solução do problema de otimização como sendo o número e posicionamento de plataformas, atribuição de poços às plataformas e o programa de perfuração dos poços. A função objetivo neste trabalho, assim como em (Rosa, 2006), é maximizar o VPL.

Algumas simplificações para o modelo são adotadas, como: os poços do mesmo reservatório apresentam as mesmas pressões; não há produção de água e há decaimento linear de pressão em função da produção acumulada de óleo.

A estratégia de solução implementada foi decompor o modelo em dois subproblemas: solucionar a atribuição de poços a plataformas e solucionar o tempo de produção para as posições das plataformas e interligações de poços que foram solucionadas pelo primeiro subproblema, gerando assim o limite superior e inferior da função objetivo.

Por último, (Wang, et al., 2012) modelam que a localização de *manifolds* como um problema de cobertura. Este trabalho propõe que para a configuração ótima de um arranjo submarino os poços devem ser primeiramente divididos em conjuntos.

Cada um desses conjuntos é ligado a um diferente *manifold* com sua localização adequada. Estes conjuntos são definidos pelo número de *manifolds* e sua capacidade de interligação, que são dados de entrada do problema. O objetivo do trabalho é minimizar uma função de custo que está associada à minimização de distâncias totais entre poços e *manifolds*.

O modelo posiciona no centro geométrico de cada conjunto de poços, o seu respectivo *manifold*. Para isto a única restrição adotada foi o número de poços interligados ao *manifold*.

3 SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUÇÃO

O sistema submarino de produção tem como objetivo assegurar o escoamento do óleo, controlar e monitorar parâmetros como pressão, temperatura, vazão, além de fornecer energia elétrica e hidráulica para o funcionamento do sistema como um todo. Os principais componentes desse sistema, que serão explicados a seguir, são: árvore de natal molhada (ANM), *manifolds*, linhas de produção, sistemas de controle. A Figura 3.1 e Figura 3.2, ilustram como esse sistema funciona e como os equipamentos se relacionam.

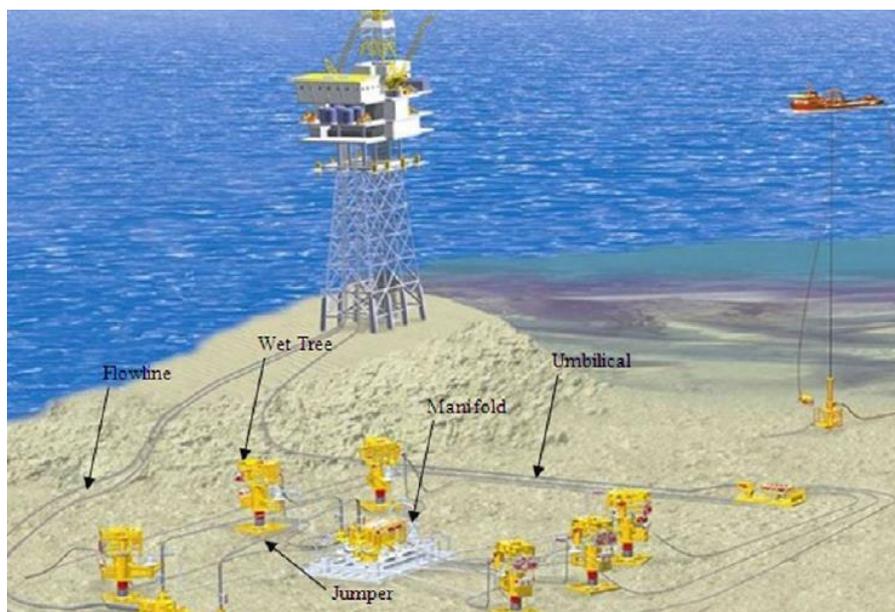


Figura 3.1 : Arranjo Submarino de Produção. Fonte: (Bai, 2010)

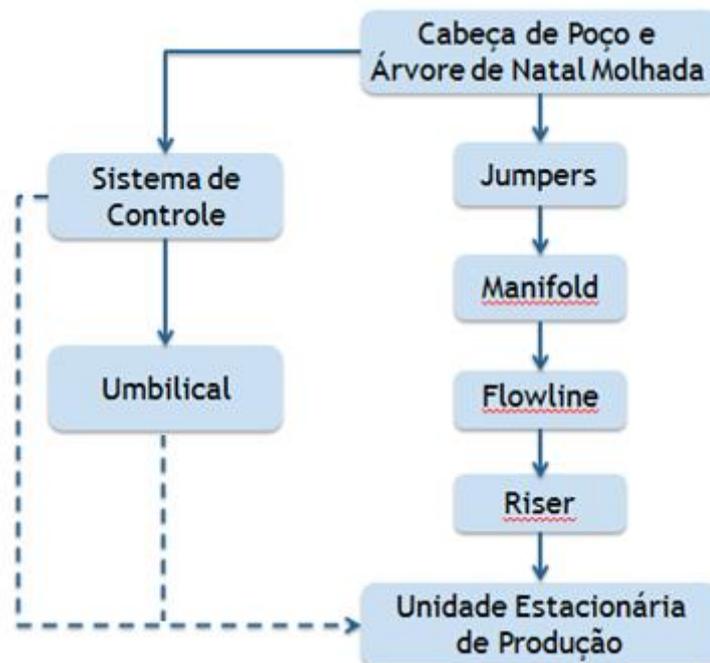


Figura 3.2 : Exemplo de relação entre os subsistemas do sistema submarino de produção Fonte: Autoria Própria.

O dimensionamento adequado do arranjo submarino reduz os custos do projeto e maximiza a produção de óleo, o que conseqüentemente gera um aumento nos lucros. Por esse motivo, um estudo detalhado para a otimização do sistema submarino é essencial.

3.1 ÁRVORE DE NATAL MOLHADA

A árvore de natal molhada (ANM) tem como principal finalidade controlar o fluxo de fluidos produzidos ou injetados no poço e fica localizada na cabeça do poço. Segundo (Bai, 2010), a ANM também é usada para monitorar parâmetros como pressão do poço e do anular, temperatura e detectar produção de areia na cabeça do poço.

Esse equipamento é composto por um conjunto de válvulas que podem ser acionadas de forma manual, hidráulica e/ou pneumática. Por questões de segurança, válvulas que possuem as mesmas funções devem ter sistemas de acionamentos diferentes e independentes no caso em que um deles falhe.

Existem dois tipos de árvore de natal: a vertical e a horizontal, representadas nas Figuras 3.3 e 3.4. Sua caracterização é de acordo com o arranjo das válvulas e uma das principais diferenças entre elas é que a do tipo horizontal permite que intervenções sejam feitas sem que haja a necessidade de sua retirada.



Figura 3.3 : Árvore de Natal Molhada do tipo Horizontal. Fonte: FMC



Figura 3.4 : Árvore de Natal Molhada do tipo Vertical. Fonte: <http://www.offshoreenergytoday.com/ge-oil-gas-enhances-subsea-trees-portfolio-with-dvxt-launch/Manifold>

3.2 MANIFOLD

Os *manifolds* são equipamentos que tem como principal função unir a produção de no mínimo dois poços para escoá-los em uma única linha. O *manifold* também permite a injeção de gás, de produtos químicos e de fluidos de controle, e promove a interface entre *flowlines* e *risers*.

Segundo (Oliveira, 2003), tal equipamento é constituído por arranjos de tubulações de coleta, injeção, teste e exportação, juntamente com conjunto de válvulas de bloqueio, válvulas de controle de escoamento (*chokes*) e subsistemas de monitoramento, controle e interconexão, usualmente por via elétrica com a Unidade Estacionária de Produção (UEP). No caso de injeção de gás e água, o *manifold* tem como função distribuir para os poços os fluidos de injeção vindos da UEP. As funções de produção e injeção podem estar contidas num mesmo *manifold*.

Segundo (Bai, 2010), os *manifolds* têm sido usados para simplificar os sistemas submarinos de produção, pois seu uso possibilita a redução do uso de *flowlines*, cabos umbilicais e *risers*. A redução do número de linhas de produção além de reduzir os custos, também reduz a carga sobreposta à plataforma devido ao peso dos *risers*.

Apesar deste equipamento ser importante para o dimensionamento adequado do sistema submarino, a otimização de sua localização ainda é um processo complicado de ser feito, pois além da localização dos poços e da unidade de produção, a vazão, a perda de carga na linha e as propriedades dos fluidos de cada poço devem ser levadas em consideração.

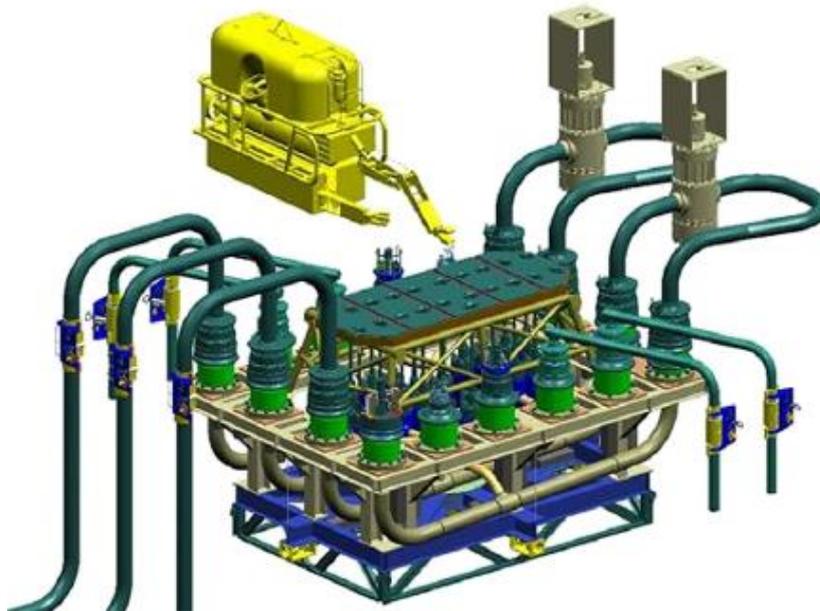


Figura 3.5 : *Manifold*. Fonte (Bai, 2010)

3.3 UNIDADE ESTACIONÁRIA DE PRODUÇÃO (UEP)

Todos os fluidos produzidos devem ser processados para se adequar a especificações requeridas a fim de serem exportados. As unidades de produção são responsáveis pelo recebimento, separação, tratamento e armazenamento dos fluidos para sua posterior exportação.

Os fluidos chegam nas UEPs por meio de *risers*. Ao chegar nas UEPs os fluidos passam pelo processamento primário, com isso, a água, óleo e gás são separados e tratados para serem adaptados às especificações requeridas para transporte. A água produzida geralmente é tratada para descarte ou reinjeção. O óleo pode ser transportado por navios aliviadores ou por oleodutos. O gás pode ser comprimido e reinjetado no reservatório ou transportado através de gasodutos.

As unidades de produção são selecionadas de acordo com a lâmina d'água, a capacidade de armazenamento e de processamento. Os dois principais tipos de UEPs são as fixas e flutuantes.

As UEPs fixas utilizam estruturas que a suportam sobre o leito marinho, por isso só podem ser usadas em lâminas d'água rasas- até 300 metros, profundidades maiores exigem estruturas muito complexas e de custo bastante elevado. As estruturas que formam as UEPs fixas normalmente são constituídas de aço e/ou concreto, as mais comuns são a Auto Elevatória (*Jackup*) e a Jaqueta.

As plataformas flutuantes devem utilizar sistemas de ancoragem para manter sua posição e não causar danos aos equipamentos submarinos. As plataformas flutuantes mais típicas são: a Semi Submersível (SS), a Plataforma de pernas atirantadas (TLP), SPAR, e o Navio tanque de produção (FPS) e suas variações.

3.4 LINHAS DE PRODUÇÃO

As linhas de produção são responsáveis por conduzir os fluidos por meio de tubulações até a plataforma. As linhas de produção promovem a conexão entre os elementos do sistema submarino, podendo ser rígidas ou flexíveis e são divididas em três tipos: *jumpers*, *flowlines* e *risers*.

Os *jumpers* e *flowlines* são as linhas de escoamento estáticas, ou seja, não sofrem cargas cíclicas após a sua instalação. Os *jumpers* são utilizados para distâncias menores. Enquanto *risers* são as linhas dinâmicas que sofrem a ação de cargas ambientais e movimentos da unidade flutuante.

Os *risers* são linhas responsáveis pela elevação dos fluidos do leito marinho às UEPs. Seu comprimento total varia de 1 a 2 vezes a profundidade da lâmina d'água.

Os dutos rígidos são tubos de paredes simples de aço, onde a espessura desta parede aumenta de acordo com a profundidade. Há duas principais variações dos dutos rígidos: o *pipe-in-pipe* e o duto sanduíche, que geralmente são utilizados para fornecer isolamento térmico e/ou resistência mecânico.

Já os dutos flexíveis são compostos por diversas camadas plásticas e metálicas. Cada camada possui uma função estrutural e operacional específica de acordo com o

projeto.

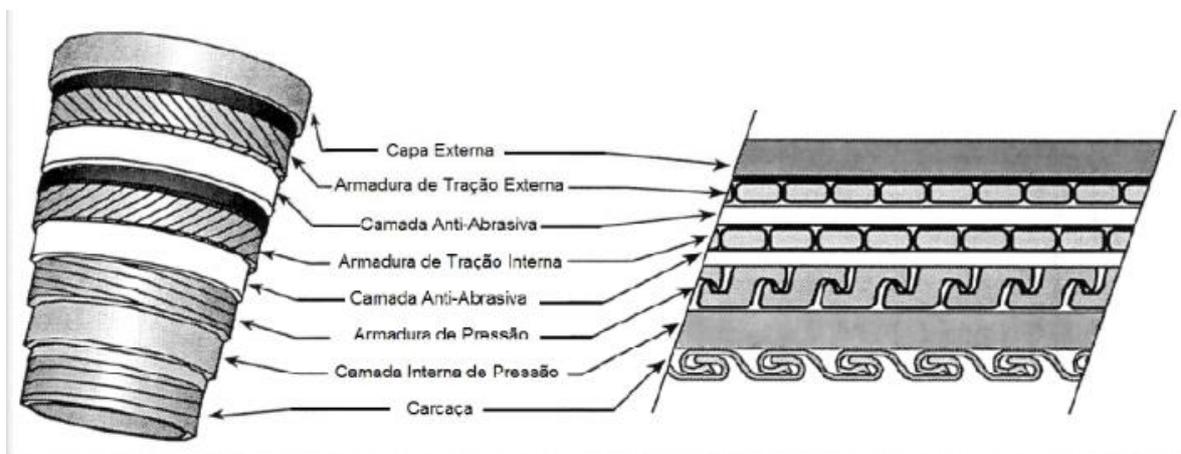


Figura 3.6 : Camadas do Duto Flexível. (Fonte: Notas de Aula, Prof. Ilson Paranhos).

3.5 SISTEMAS DE CONTROLE

Segundo (Bai, 2010), o sistema de controle submarino é responsável por operar os equipamentos submarinos, principalmente as válvulas, receber e enviar dados entre a superfície e o leito marinho. Os principais dados transmitidos são temperatura, pressão e detecção de produção de areia, que são essenciais para o monitoramento da produção do campo.

Os principais elementos desse sistema são: o Sistema de Controle Mestre (MCS) e as unidades de energia elétrica e hidráulica que se encontram na superfície; e o cabo umbilical e o Módulo de Controle Submarino (SEM) que se encontram na subsuperfície.

A unidade de energia elétrica fornece toda a energia elétrica necessária para o funcionamento dos equipamentos submarinos. Já a unidade de energia hidráulica fornece fluidos hidráulicos estáveis e limpos para operar de forma remota as válvulas submarinas. O Sistema de Controle Mestre fornece interface entre o operador e os equipamentos submarinos. As operações são feitas por meio de mensagens eletrônicas.

A energia elétrica, os fluidos hidráulicos e as mensagens eletrônicas são transmitidas para os equipamentos submarinos por meio dos cabos umbilicais. Esses cabos também são responsáveis por transportar fluidos de injeção. O cabo umbilical é uma combinação de cabos elétricos, cabos de fibra ótica, tubos de aço e mangueiras termoplásticas, ou dois, ou três destes quatro componentes que executam funções específicas. Estes componentes são montados para formar uma secção transversal circular como mostra a Figura 3.7. As mensagens eletrônicas são interpretadas pelo módulo de controle submarino, que é responsável pelo controle das válvulas e leitura dos sensores.

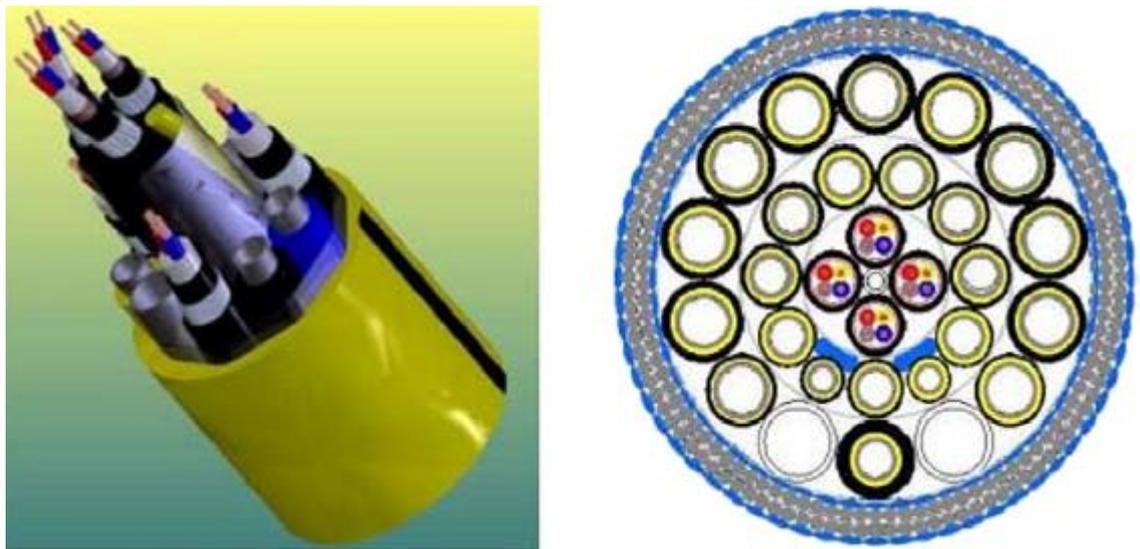


Figura 3.7 : Cabo Umbilical. Fonte: (Bai, 2010)

3.6 SISTEMAS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL

Ao longo dos anos de produção ocorre a depleção do reservatório, o que consequentemente provoca a diminuição da produção dos poços. Muitas vezes, essa queda ocorre devido à pressão requerida para a elevação do fluido ser maior que o reservatório pode fornecer.

Basicamente existem dois modos de manter a produção em níveis elevados: diminuído a queda de pressão do reservatório através de métodos de recuperação

especiais ou reduzir a pressão requerida para o fluido escoar até a cabeça do poço, através de métodos de elevação artificial.

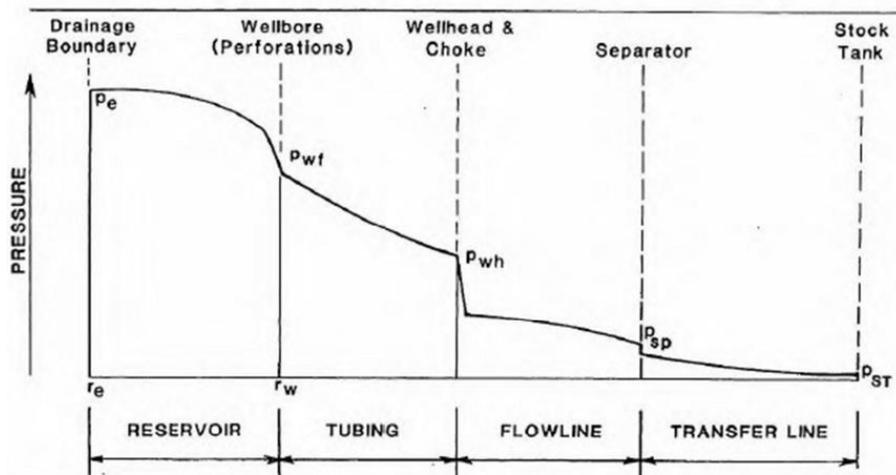


Figura 3.8 : Queda de Pressão ao longo do Escoamento (Fonte: Notas de Aula, Prof. Vinicius Rosa)

Os principais métodos de elevação artificial são: gás *lift* contínuo, bombeio mecânico, bombeio por cavidades progressivas e o bombeio centrífugo submerso.

O bombeio mecânico é o método de elevação mais utilizado no mundo e sua principal indicação é para campos terrestres e de baixas vazões. O bombeio centrífugo submerso consiste no método que utiliza bombas submersas para permitir que o fluido escoe e elevando sua curva de pressão disponível. Este sistema é indicado para poços com alta fração de água e baixa razão gás-líquido.

O método de gás *lift* contínuo consiste na injeção contínua de gás através de uma válvula na coluna de produção.

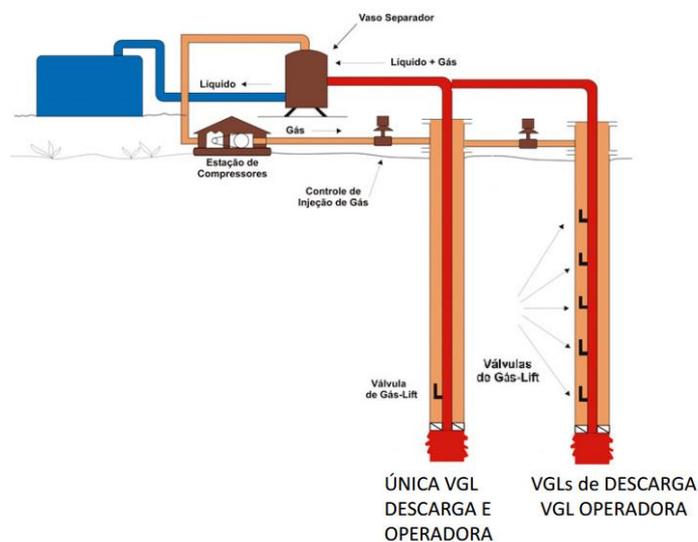


Figura 3.9 : Sistema de Gás Lift (Fonte: Notas de Aula, Prof. Vinicius Rosa)

Ao decorrer da injeção de gás, a razão de gás-líquido aumenta o que por consequência provoca a diminuição da pressão requerida na cabeça do poço, ou seja, ocorre a redução do gradiente de pressão ao longo da elevação do fluido.

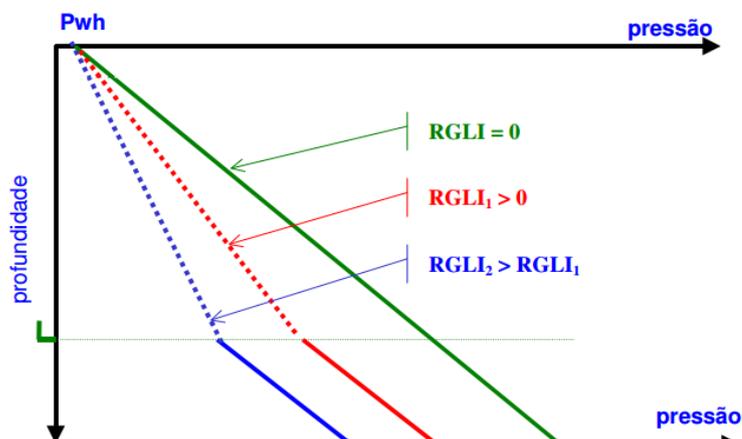


Figura 3.10 : Diminuição do gradiente de pressão com o aumento da RGL (Fonte: Notas de Aula, Prof. Vinicius Rosa)

Algumas das vantagens da utilização deste método são: sua aplicabilidade em poços com alta razão gás-líquido uma vez que métodos bombeados apresentariam baixa eficiência e muitos problemas operacionais; baixo custo de equipamentos de fundo de poço; além de ser um método com larga experiência em campo.

4 ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

O fluxo multifásico se caracteriza pelo fluxo simultâneo de mais de uma fase. Em reservatórios petrolíferos a produção de água e de gás conjuntamente com o óleo é comum, assim o estudo de escoamento multifásico se torna essencial para a indústria petrolífera. A água produzida pode ser proveniente de um aquífero, um poço injetor ou intersticial. Já o gás, pode ser associado ou livre. O volume de hidrocarbonetos leves que se desassocia do líquido e evapora, conforme a mudança de trajetória do sistema pode ser considerado o gás associado. O gás livre é aquele já existe na forma de gás dentro do reservatório e está presente nos casos de reservatórios com pressões abaixo do ponto de bolha.

Quando duas ou mais fases escoam ao mesmo tempo, o comportamento do fluxo é mais complexo que de um fluxo monofásico. Assim, algumas grandezas como o tipo de padrão de escoamento, *holdup*, densidade e viscosidade da mistura surgem devido à presença de mais de uma fase. Tais grandezas são complexas de serem calculadas, porém são imprescindíveis para o cálculo da vazão e do gradiente de pressão. Não devem ser desconsiderados os aspectos de garantia de escoamento como deposição orgânica e inorgânica, formação de hidratos, formação de golfadas, emulsões, espumas, etc.

O cálculo da perda de carga durante o escoamento é um fator muito importante para o dimensionamento dos dutos de produção, prever possíveis problemas gerados pela mistura de fases e garantir que o sistema tenha energia suficiente para o fluido chegar ao local de destino. Tal cálculo também é fundamental para a utilização e dimensionamento do sistema de elevação artificial. Além disso, a vazão de produção também é um fator crucial para maximizar a produção.

Segundo (Oliveira, 2003) o cálculo da perda de carga de um escoamento multifásico pode ser feito a partir de correlações empíricas, ou seja, são desenvolvidas a partir de experimentos e não possuem embasamentos físicos. Essas correlações são aplicáveis a uma faixa estreita de variáveis de fluxo que são relacionadas aos dados

experimentais em que foram geradas. Além das restrições de uso, algumas correlações, principalmente as primeiras a serem desenvolvidas, não levam em consideração algumas grandezas importantes como o escorregamento entre as fases, o padrão de escoamento e utilizam apenas uma correlação para o cálculo do fator de fricção. Assim, a escolha da correlação a ser utilizada é de vital importância e deve-se ficar atento às limitações de cada correlação.

Neste trabalho a correlação de Beggs & Brill foi escolhida para realização dos cálculos por poder ser utilizada em trechos verticais, inclinados e horizontais.

4.1 GRADIENTE DE PRESSÃO

A Equação do Gradiente de Pressão é a equação utilizada para o cálculo da variação de pressão, também é conhecida como Equação do Balanço de Energia Mecânica, e está representada pela Equação 4.1. De acordo com (Brill, et al., 1999), essa equação foi desenvolvida a partir da solução das equações da Conservação de Massa, Momento e Energia. Além do cálculo da variação de pressão ao longo do escoamento, a aplicação desses princípios também permite o cálculo da variação de temperatura ao longo do escoamento.

$$\left(\frac{Dp}{DL}\right)_t = \left(\frac{Dp}{DL}\right)_f + \left(\frac{Dp}{DL}\right)_{el} + \left(\frac{Dp}{DL}\right)_{acc} \quad (4.1)$$

Como pode ser observado, a Equação 4.1 é composta por três componentes, o primeiro é o termo referente ao atrito entre o fluido e as paredes do duto, o segundo é o gradiente de pressão causado pela coluna hidrostática (também chamado de termo gravitacional), e o terceiro é o termo referente a mudança na velocidade (também chamado de componente de aceleração ou de energia cinética). O componente gravitacional normalmente é o termo predominante e é responsável por contribuir de 80 a 95% na perda de carga total. Já a perda por fricção normalmente representa de 5 a 20% da perda de carga total. E a parcela relativa à aceleração costuma ser

negligenciada e se torna significativa somente se há fluidos compressíveis escoando em alta velocidade (Brill, et al., 1999).

Ao detalhar a Equação do Gradiente de Pressão, obtém-se a Equação 4.2. Onde dp/dL é o gradiente de pressão total; f é o fator de atrito; ρ_f é a massa específica do fluido; v_f é a velocidade do fluido; ID é o diâmetro interno da tubulação; g é a aceleração da gravidade; e θ é o ângulo de inclinação em relação a horizontal.

$$\left(\frac{Dp}{DL}\right)_t = \frac{f \rho_f v_f^2}{2 ID} + \rho_f g \sin\theta + \rho_f v_f \left(\frac{dv_f}{dL}\right) \quad (4.2)$$

Segundo (Brill, et al., 1999), deve-se ficar atento aos dois tipos de fator de atrito, o de Fanning (representado por f') e de Moody (representado por f), pois o fator de atrito de Moody é quatro vezes maior que o de Fanning.

4.2 MODELO BLACK OIL

A modelagem *black oil* é aquela em que a composição do óleo é assumida constante durante toda a vida produtora do poço e as propriedades de PVT dos fluidos são calculadas através de correlações.

O cálculo do gradiente de pressão utiliza as correlações *black oil* para calcular as propriedades físicas dos fluidos, para isto necessita de valores de pressão e temperatura como dados de entrada.

O cálculo da temperatura também utiliza as propriedades físicas calculadas pelas correlações *black oil* e o gradiente de pressão, ainda não definido. Por esse motivo, para que seja possível conhecer o gradiente de pressão e temperatura do escoamento é necessário a realizar um processo iterativo.

As correlações de *black oil* foram desenvolvidas para sistemas de óleo/ gás/ água e abrangem uma grande variedades de óleos. Estes óleos são caracterizados por: possuírem um grau de encolhimento pequeno, grau API menor que 45, razão gás-óleo (RGO) menor que $400 \text{ m}^3/\text{m}^3$ e fator volume formação (Bo) inferior a $2 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

4.3 CORRELAÇÕES DE FLUXO MULTIFÁSICO

Como já foi mencionada, a presença de duas ou mais fases torna a predição do gradiente de pressão complexa. Assim, a modelagem do gradiente de pressão é feita a partir de correlações empíricas e possuem certas restrições de uso.

As correlações mais antigas chegavam a tratar o fluxo multifásico como uma mistura homogênea. Essa aproximação não considera que o gás escoava mais rápido que o líquido, ou seja, não considera o escorregamento entre as fases. Além disso, subestima a perda de carga, pois subestima o volume de líquido presente no escoamento. Ao passar dos anos novas correlações foram sendo desenvolvidas e estas foram se tornando mais realistas e passaram a levar em consideração o escorregamento entre as fases, e, até mesmo, os padrões de escoamento. Além dessas considerações, também há correlações próprias para uso em escoamento horizontal, vertical e inclinado.

De acordo com (Brill, et al., 1999), as correlações empíricas dividem-se em três tipos: correlações do tipo A, B e C.

As correlações do tipo A não consideram o escorregamento entre as fases e não diferenciam os tipos de padrão de escoamento. Assim, considera-se que as fases escoam em mesma velocidade e a única correlação necessária é para o cálculo do coeficiente de fricção de duas fases. Como exemplo de correlações do tipo A, tem-se: Poettmann & Carpenter, Baxendell & Tomas, e Fecher & Brown.

As correlações do tipo B já passam a considerar o escorregamento entre as fases, porém ainda não diferencia os tipos de padrão de escoamento. Há a necessidade de correlações para o *holdup* do líquido e para o coeficiente de fricção. Uma vez que esse tipo de correlação considera o escorregamento entre as fases, as fases escoam em diferentes velocidades, assim deve-se prover um método de prever

o *holdup* do líquido para o cálculo das velocidades. Exemplos de correlações do tipo B: Hagedorn & Brown, Gray, e Asheim.

As correlações do tipo C consideram tanto o escorregamento entre as fases, quanto os padrões de escoamento. Esse tipo de correlação necessita de diferentes métodos para calcular alguns parâmetros como: o *holdup* do líquido, o coeficiente de fricção de duas fases e também para diferenciar o tipo de padrão de escoamento. Exemplos de correlações do tipo C: Duns & Ros, Orkiszewski, Aziz et al., Beggs & Brill, e Mukherjee & Brill.

É importante observar que das correlações citadas acima somente os métodos de Beggs & Brill e Mukherjee & Brill foram desenvolvidos para fluxos inclinados e Beggs & Brill para fluxos horizontais.

4.3.1 Correlação de Beggs & Brill

O óleo produzido escoar por trechos horizontais, inclinados e verticais, assim é necessário realizar a modelagem do gradiente de pressão para todos os casos. A correlação desenvolvida por Beggs & Brill pode ser utilizada para estes três cenários, o que conseqüentemente possibilita a utilização de somente uma correlação para todo o escoamento.

Segundo (Brill, et al., 1991), a correlação de Beggs & Brill foi desenvolvida através de um experimento de pequena escala. O aparato experimental utilizado foi de 90ft de comprimento, com diâmetro de 1in e 1,5in, e o duto pode variar entre qualquer angulação no intervalo de -90° e 90° . Os fluidos utilizados foram água e ar. Para cada diâmetro de duto, as vazões de líquido e gás foram variadas com o objetivo de se observar todos os padrões de escoamento na direção horizontal. Depois disso, o ângulo da tubulação foi variado em todo o intervalo experimental (-90° a $+90^\circ$) para que o efeito do ângulo no *holdup* do líquido e no gradiente de pressão fosse observado. Assim os valores do gradiente de pressão e do *holdup* do líquido foram computados para ângulos de 0 (horizontal), ± 5 , ± 10 , ± 15 , ± 20 , ± 35 , ± 55 , ± 75 e ± 90

graus. Ao todo, foram desenvolvidas 584 medições experimentais. Os parâmetros estudados e seus respectivos intervalos utilizados foram:

- Vazão de gás de 0 a 300 Mscf/d;
- Vazão de água de 0 a 30 gal/min;
- Pressão média do sistema de 35 a 95 *psia*;
- *Holdup* do líquido de 0 a 0,87;
- Gradiente de pressão de 0 a 0,8 psi/ft
- Ângulo de inclinação de -90° a +90°; e
- Todos os padrões de escoamento horizontal.

A seguir toda a metodologia para o cálculo do gradiente de pressão segundo a correlação de Beggs & Brill está explicada passo a passo, e foi retirada do livro (Brill, et al., 1991) e do artigo (Beggs, et al., 1973). Assim, para mais detalhes consultar a bibliografia citada.

Primeiramente foi desenvolvida uma equação para o cálculo do gradiente de pressão levando em consideração a inclinação da tubulação e o termo de aceleração (E_k).

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} = \frac{\left(\frac{dP}{dL}\right)_{elevação} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fricção}}{1 - E_k} \quad (4.3)$$

Explicitando os termos da Equação 4.3, obtém-se a Equação 4.4:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} = \frac{\frac{g \sin \theta}{g_c} \rho_s + \frac{f_{tp} \rho_n v_m^2}{2 g_c D}}{1 - \frac{\rho_s v_m v_{sg}}{g_c p}} \quad (4.4)$$

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (4.5)$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \quad (4.6)$$

Onde g é a aceleração da gravidade, g_c é uma constante gravitacional (usada somente quando as medidas se encontram no sistema inglês), θ é o ângulo, ρ_s é a densidade da mistura considerando o escorregamento entre as fases (Equação 4.5), ρ_n é a densidade sem considerar o escorregamento entre as misturas (Equação 4.6), f_{tp} é o coeficiente de fricção bifásico, v_m é a velocidade da mistura, ID é o diâmetro interno da tubulação, v_{sg} é a velocidade superficial do gás, e p é a pressão. Os termos dessa equação estão melhor explicados a seguir.

A Equação 4.4 é considerada geral, pois pode ser aplicável para fluxo horizontal e vertical quando o ângulo se torna -90° e $+90^\circ$, respectivamente. Além disso, esta equação também pode ser aplicada para fluxo monofásico de gás ou líquido, quando o valor de *holdup* do líquido (H_L) tende a 0 ou a 1, respectivamente.

Com o objetivo de solucionar a Equação 4.4, o experimento de Brill & Beggs foi realizado para desenvolver correlações para o *holdup* do líquido (H_L) e o coeficiente de fricção de duas fases (f_{tp}). Como resultado, foram desenvolvidas correlações do *holdup* do líquido para os três diferentes tipos de padrões de escoamento horizontal e depois esses valores são corrigidos para a inclinação real. O coeficiente de fricção de duas fases é calculado independentemente dos padrões de escoamento, mas é dependente do *holdup* do líquido. Com isso, o primeiro passo é a determinação do tipo de regime de escoamento.

O padrão de escoamento é determinado a partir da Figura 4.1 em função do Número de Froude (N_{FR}) e o *holdup* do líquido sem escorregamento (λ_L). O Número de Froude está definido na Equação 4.7. Na Figura 4.1 os tipos de escoamentos estão distinguidos de acordo com os padrões de fluxo horizontal.

$$N_{FR} = \frac{v_m^2}{g ID} \quad (4.7)$$

Onde v_m é a velocidade da mistura em ft/s; g é a aceleração da gravidade ($32,174 \text{ ft/s}^2$); ID é o diâmetro interno da tubulação em ft.

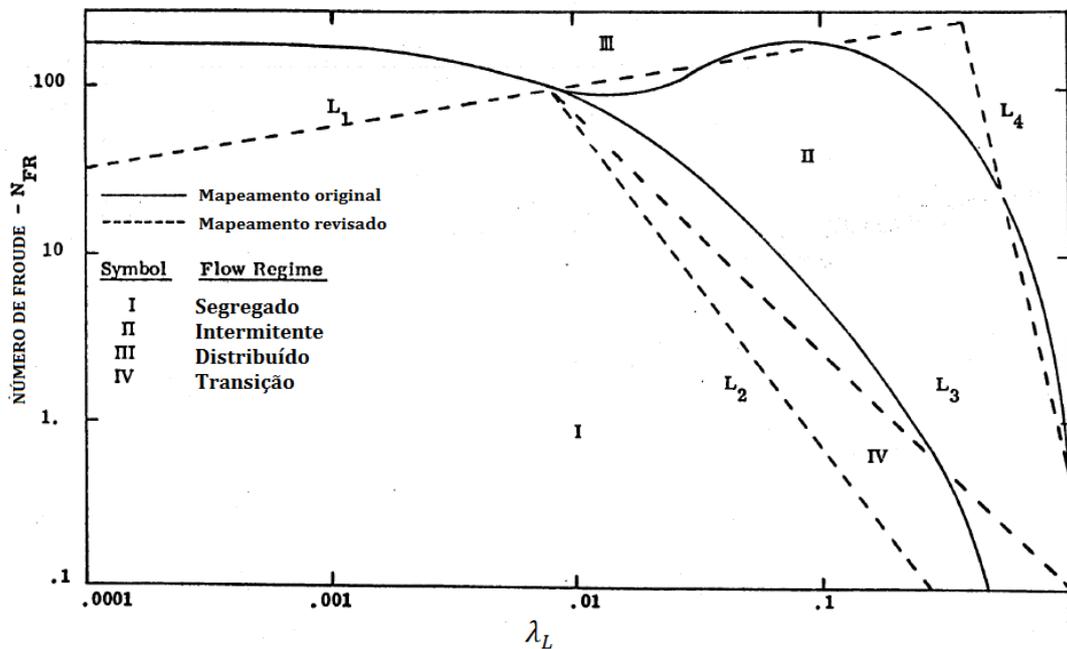


Figura 4.1: Limites para Padrões de Escoamento horizontal da correlação de Beggs & Brill. Fonte: Brill e Beggs, 1991.

Para verificar o padrão de escoamento as linhas L1, L2, L3 e L4 foram definidas pela Equação 4.8, assim como os limites de cada região da Figura 4.1. Já os limites dos padrões de fluxo horizontal são dados pela Tabela 4.1.

$$\begin{aligned}
 L_1 &= 316 \lambda_L^{0,302} \\
 L_2 &= 0,0009252 \lambda_L^{-2,4684} \\
 L_3 &= 0,10 \lambda_L^{-1,4516} \\
 L_4 &= 0,5 \lambda_L^{-6,738}
 \end{aligned}
 \tag{4.8}$$

<i>Padrões de Fluxo</i>	<i>Equações</i>
Segregado	$\lambda_L < 0,01$ e $N_{FR} < L_1$ $\lambda_L \geq 0,01$ e $N_{FR} < L_2$
Transição	$\lambda_L \geq 0,01$ e $L_2 \leq N_{FR} \leq L_3$
Intermitente	$0,01 \leq \lambda_L < 0,4$ e $L_3 < N_{FR} \leq L_1$ $\lambda_L \geq 0,4$ e $L_3 < N_{FR} \leq L_4$
Distribuído	$\lambda_L < 0,4$ e $N_{FR} \geq L_1$ $\lambda_L \geq 0,4$ e $N_{FR} > L_4$

Tabela 4.1: Limites para os padrões de fluxo.

O valor do *Holdup* do líquido para o escoamento horizontal ($H_{L(0)}$), ou seja, sem levar em conta a angulação, foi desenvolvido a partir de relações entre o Número de Froude e o *holdup* do líquido sem escorregamento como mostra a Figura 4.2 e pode ser calculado pela Equação 4.9.

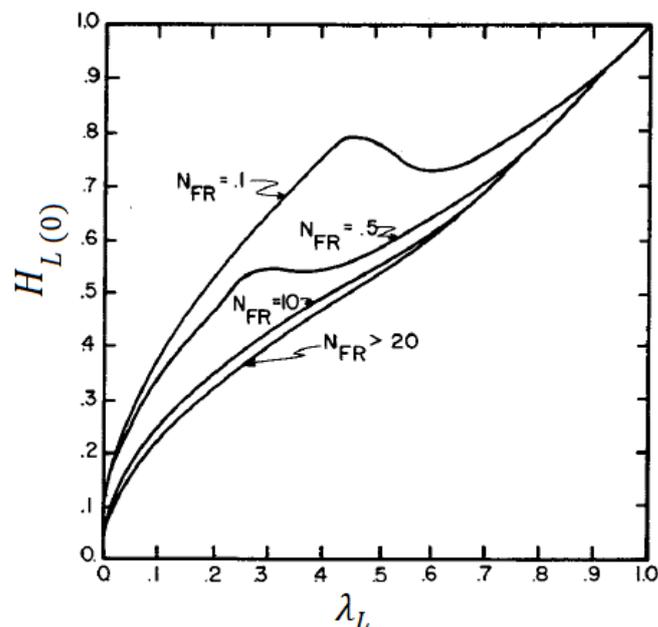


Figura 4.2: Relação entre o *Holdup* do líquido sem considerar inclinação, Número de Froude e *Holdup* do líquido sem escorregamento. Fonte: Brill & Beggs, 1973, modificada.

$$H_{L(0)} = \frac{a \lambda_L^b}{N_{FR}^c} \quad (4.9)$$

Onde a, b e c são constantes que variam de acordo com o padrão de escoamento de acordo com a Tabela 4.1.

<i>Padrão de Escoamento</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>C</i>
Segregado	0,98	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuído	1,065	0,5824	0,0609

Tabela 4.2: : Constantes para o cálculo do Holdup de acordo com o padrão de escoamento.

Deve-se ficar atento ao valor do *holdup* encontrado pela Equação 4.9 ($H_{L(0)}$), este deve ser maior ou igual ao valor do *holdup* do líquido sem considerar o escoamento (λ_L), assim, se o valor encontrado pela Equação 4.13 for inferior ao valor de λ_L , deve-se assumir $H_{L(0)} = \lambda_L$. Isso se deve ao fato que o valor do *holdup* sem escorregamento (λ_L) é calculado através das vazões, e considerando o escorregamento, o gás esco a uma velocidade maior que a do líquido, assim o *holdup* do líquido considerando o escorregamento entre as fases não pode ser menor que o calculado pelas vazões.

O fator de correção para a inclinação do duto foi desenvolvida a partir da Figura 4.3, onde se mostra a relação entre a variação do ângulo e o *holdup*. A Equação 4.10 é utilizada para ajustar o valor do *Holdup* de acordo com a inclinação do duto:

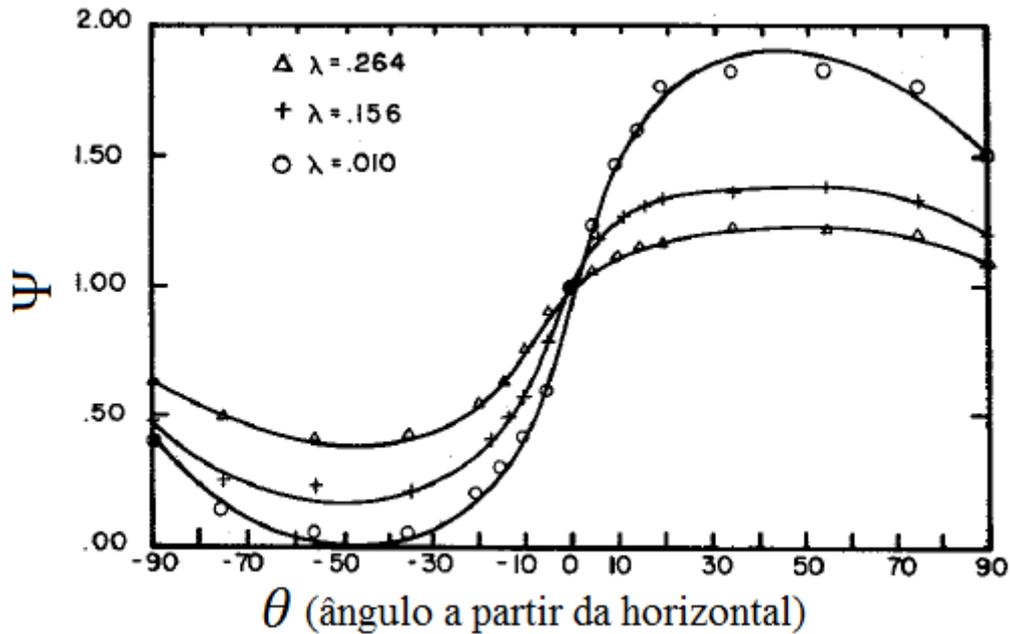


Figura 4.3 : Relação entre o ângulo, *Holdup* horizontal e o fator de inclinação.
 Fonte: Brill & Beggs, 1973, Modificado.

$$H_L(\theta) = H_{L(0)} \cdot \Psi \quad (4.10)$$

Onde $H_L(\theta)$ é o *holdup* já ajustado para a inclinação do duto e Ψ é o fator de correção de inclinação, definido pela Equação 4.11.

$$\Psi = 1 + C [\text{sen}(1,8 \cdot \theta) - 0,333 \text{sen}^3(1,8 \cdot \theta)] \quad (4.11)$$

Onde θ é o ângulo da tubulação a partir da horizontal e C é dado pela Equação 4.13.

Para fluxo vertical ascendente, o valor de θ é 90° , assim, a Equação 4.11 se torna a Equação 4.12.

$$\Psi = 1 + 0,3 \cdot C \quad (4.12)$$

$$C = (1 - \lambda_L) \cdot \ln (d' \cdot \lambda_L^e \cdot N_{LV}^f \cdot N_{FR}^g) \quad (4.13)$$

Onde N_{LV} é o número da velocidade do líquido definido pela Equação 4.14, d' , e , f e g são constantes definidas na Tabela 4.3.

$$N_{LV} = 1,938 \cdot v_{sL} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (4.14)$$

Onde v_{sL} é a velocidade superficial do líquido, ρ_L é a massa específica do líquido, e σ_L é a tensão superficial.

<i>Inclinação</i>	<i>Regime</i>	<i>d'</i>	<i>e</i>	<i>f</i>	<i>g</i>
$\theta > 0$	Segregado	0,011	-3,768	3,539	-1,614
	Intermitente	2,96	0,305	-0,4473	0,0978
$\theta < 0$	Distibuído	Sem correção: C=0 e $\Psi=1$			
	Todos	4,70	-0,3692	0,1244	-0,5056

Tabela 4.3 : Parâmetros utilizados para incluir o efeito de inclinação no *holdup* do líquido.

Como se pode observar, a Tabela 4.2 e Tabela 4.3 não apresentam valores das constantes para o fluxo de transição. Quando este fluxo é encontrado, o *holdup* do líquido deve ser calculado a partir de uma interpolação dos valores do *holdup* do líquido para o fluxo segregado e intermitente como mostra a Equação 4.15.

$$H_L(\text{transição}) = A \cdot H_L(\text{segregado}) + (1 - A) \cdot H_L(\text{intermitente}) \quad (4.15)$$

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2}$$

Com as Equações de 4.7 a 4.15 e auxílio da Tabela 4.2 e a Tabela 4.3, é possível fazer o cálculo do *Holdup* do líquido. Agora esse valor é utilizado para calcular o fator de fricção de duas fases (f_{tp}). A relação entre fator de fricção de duas fases e os valores de *holdup* do líquido foi desenvolvida a partir da Figura 4.4.

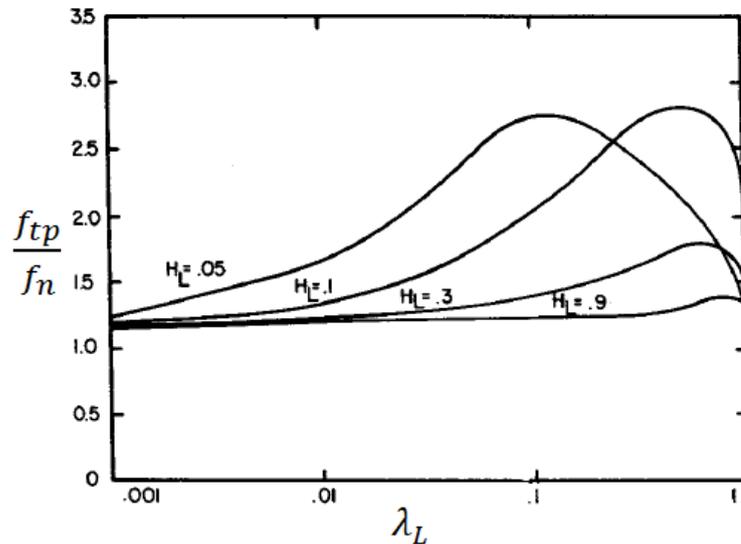


Figura 4.4 : Relação entre o fator de fricção de duas fases e os valores de Holdup do líquido. Fonte: Brill & Beggs, 1973 modificado.

$$f_{tp} = f_n \frac{f_{tp}}{f_n} \quad (4.16)$$

Onde f_{tp} é o fator de fricção de duas fases, e f_n é o fator de fricção sem considerar o escorregamento entre as fases. O fator de fricção sem escorregamento pode ser determinado pelo diagrama de Moody a partir da curva de tubulações lisas ou pela Equação 4.21.

$$f_n = \frac{1}{\left[2 \cdot \log\left(\frac{N_{Re}}{4,5223 \cdot \log N_{Re} - 3,8215}\right)\right]^2} \quad (4.17)$$

Onde N_{Re} é o número de Reynolds:

$$N_{Re} = \frac{\rho_n v_m ID}{\mu_n} \quad (4.18)$$

Onde ρ_n é a densidade sem escorregamento definida pela Equação 4.6, v_m é a velocidade da mistura, ID é o diâmetro interno da tubulação, e μ_n é a viscosidade sem escorregamento definida pela Equação 4.19.

$$\mu_n = \mu_L \cdot \lambda_L + \mu_G \cdot \lambda_G \quad (4.19)$$

A razão entre o fator de fricção de duas fases e sem escorregamento é calculado por:

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = e^S \quad (4.20)$$

Onde S é igual a:

$$S = \frac{\ln(y)}{-0,0523 + 3,182 \cdot \ln(y) - 0,8725 \cdot [\ln(y)]^{-2} + [\ln(y)]^{-4}} \quad \text{Se } 1 < y < 1,2 \quad (4.21)$$

$$S = \ln(2,2 \cdot y - 1,2) \quad \text{Se } y \leq 1 \text{ ou } y \geq 1,2$$

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_L(\theta)]^2} \quad (4.22)$$

Com as Equações 4.16 a 4.22 o fator de fricção de duas fases pode ser calculado, assim todos os parâmetros necessários para o cálculo da perda de carga pela Equação 4.4 já podem ser definidos e a perda de carga estimada.

4.4 ANÁLISE NODAL

A análise nodal é uma técnica aplicada para analisar o desempenho de sistemas e como ocorre a interação entre eles. (Beggs, 2003)

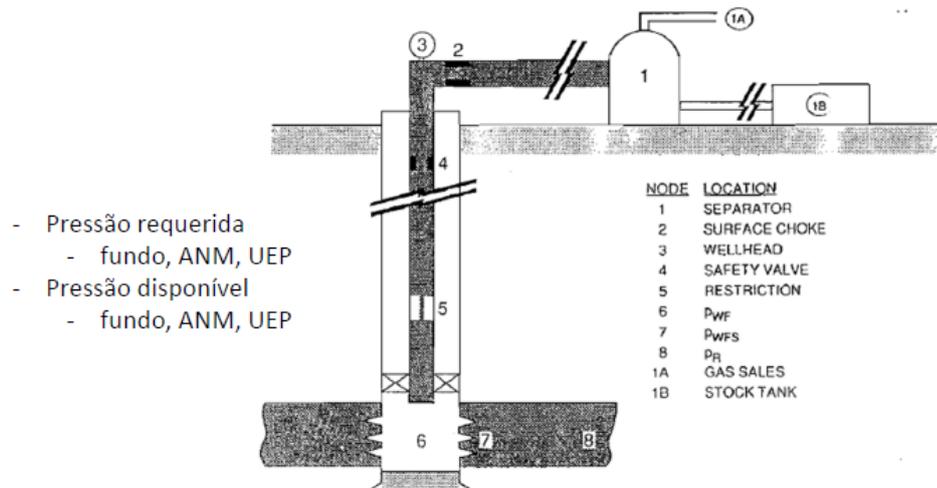


Figura 4.5 : Sistema de Produção. Fonte: (Clegg, 2007)

Em sistemas de produção de petróleo, após a escolha do nó que será realizada a análise, uma relação entre a vazão de líquido e pressão deverá estar disponível para cada componente do sistema. A vazão de líquido do sistema poderá ser determinada se as seguintes condições forem cumpridas (Beggs, 2003):

- A vazão de entrada em um nó é igual à vazão de saída de este nó;
- Existe somente uma pressão para cada nó.

Durante a vida produtiva do poço, em um ponto do tempo em curto prazo, existem ainda duas pressões que permanecem fixas e que não dependem da vazão: a pressão média do reservatório (P_r) e a pressão de saída do sistema, usualmente a pressão do separador (P_{sep}).

Entretanto, quando os fluxos no reservatório, no poço e nas linhas de escoamento são combinados é possível verificar que a pressão de fundo de poço se comporta de maneira oposta, uma vez que:

- Para o reservatório, quanto menor a pressão no fundo do poço maior a vazão que pode ser produzida, ilustrada pela curva da IPR;
- Contudo quanto maior a vazão maior a pressão requerida para elevá-la até a plataforma pelas tubulações da coluna e linhas.

Sendo assim, existe um único ponto em comum entre a curva que representa o reservatório e o fluxo na coluna de produção. Este ponto está representado na Figura 4.6, pela intercessão das duas curvas no gráfico.

Neste ponto, a pressão fornecida pelo reservatório é igual à pressão requerida pelo sistema. Além da pressão de equilíbrio do sistema, a intercessão das curvas determina a vazão de produção deste poço.

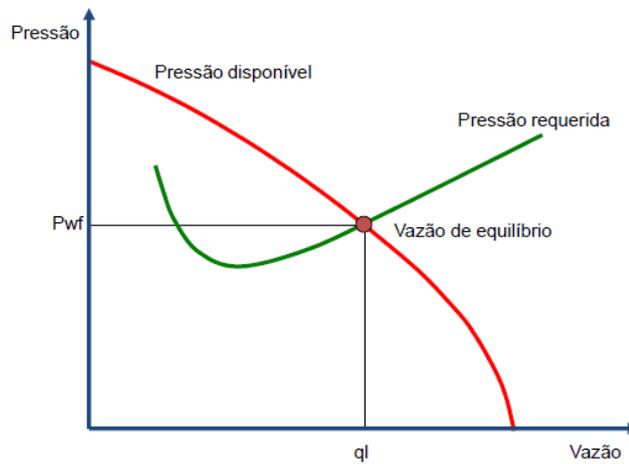


Figura 4.6 : Análise Nodal em um ponto do Sistema (Fonte: Notas de Aula, Prof. Vinicius Rosa).

Normalmente, a curva de entrada para a realização da análise nodal, em um sistema de petróleo, é a *Inflow Performance Relationship* (IPR). Esta curva representa, a relação entre a vazão do reservatório e a pressão no fundo do poço.

A pressão de fluxo no fundo do poço é a disponível para vencer todas as perdas de carga e a coluna hidrostática entre o poço e a plataforma.

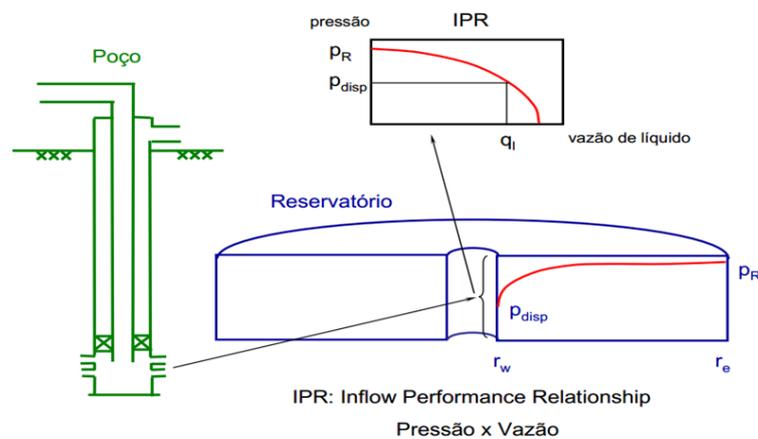


Figura 4.7 : Curva de IPR (Fonte: Notas de Aula, Prof. Salvador Neto)

Existem alguns modelos para o cálculo da IPR, a que é utilizada neste presente trabalho é a IPR de Vogel, uma vez que seu modelo é não linear para pressões menores ou iguais da pressão de saturação do reservatório (pressão que é iniciada a liberação de gás no reservatório).

Para a elaboração desta equação Vogel determinou a IPR para poços produzindo de reservatórios de gás em solução e com fluxo bifásico.

$$\frac{q_o}{q_{o(\text{MAX})}} = 1 - 0,2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2 \quad (4.23)$$

Onde: q_o corresponde à vazão de óleo em condição *standard*.

$q_{o(\text{MAX})}$ corresponde à vazão de óleo teórica na pressão de fundo de poço zerada.

p_{wf} corresponde à pressão de fundo do poço

\bar{p}_r corresponde a pressão média do reservatório

A curva de saída do sistema, ou seja, a pressão requerida pelo mesmo compreende o cálculo das perdas de carga do fluxo multifásico. Esta curva pode ser representada pela *Tubing Performance Relationship* (TPR). As formas de cálculo da TPR foram descritas anteriormente neste trabalho, no cálculo do gradiente de pressão ao longo do escoamento do fluido, como pode ser observado na Figura 4.8.

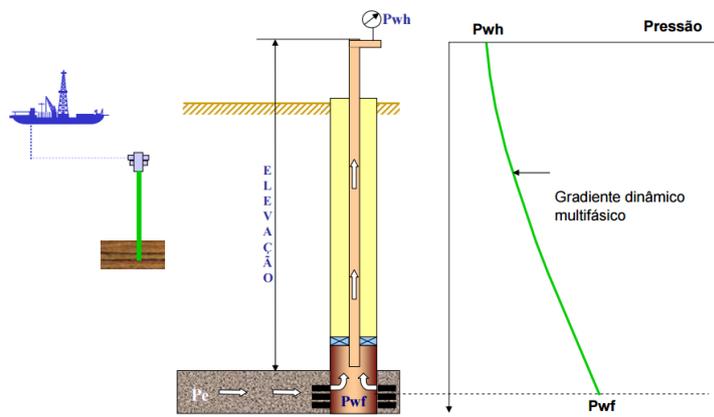


Figura 4.8 : Perda de Carga ao longo da Coluna de Produção (Fonte: Notas de Aula, Prof. Salvador Neto).

5 ESTUDOS DE CASO

Os principais objetivos da utilização dos *manifolds* são reduzir a carga imposta à plataforma devido ao peso dos *risers*, reduzir o número e o custo das linhas de produção. Assim, para que ocorra a redução do comprimento das linhas de produção, a localização dos *manifolds* é um fator de grande importância. No entanto, definir a localização não é uma tarefa simples, uma vez que implica também em decidir quais poços que serão ligados a cada *manifold*.

Normalmente, os poços que serão ligados a cada *manifold* são selecionados por critério de proximidade. Porém este critério pode não ser o melhor para realizar tal escolha, pois ignora algumas especificidades da produção. Como exemplo tem-se que a pressão do ponto de chegada ao *manifold* é igual, assim os poços com potencial de produção menor acabam sendo prejudicados pelos poços com um maior potencial de produção. Então, em algumas situações a escolha dos poços pelo potencial de produção de cada poço pode ser uma escolha melhor que pela proximidade dos poços.

Neste trabalho, o potencial de produção do poço está representado pelo índice de produtividade do poço (IP). O objetivo desse trabalho será avaliar a diferença entre dois critérios de escolha dos poços que serão ligados a cada *manifold*: pelo IP dos poços e pela proximidade dos poços.

5.1 PREMISSAS

Em função do objetivo do trabalho, para realizar as simulações são feitas algumas considerações como:

- O estudo de caso é com base em oito poços produtores perfurados em um mesmo reservatório que estão conectados à mesma UEP.
- Em relação à simulação de fluxo, será utilizado o modelo *blackoil*.
- O sistema será considerado termicamente isolado, conseqüentemente o perfil de temperatura foi substituído por uma temperatura média para todo o sistema.

- A lâmina d'água será considerada constante por todo o leito marinho.
- Os componentes de completação do poço não serão considerados, uma vez que o sistema foi simplificado.
- Para os equipamentos submarinos como: árvore de natal e *manifolds* a sua arquitetura interna não será considerada.

5.2 CARACTERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO

Para representar as características do reservatório são necessários alguns parâmetros, como: a pressão estática, o índice de produtividade e ainda a temperatura do reservatório.

Os índices de produtividade, que representa o potencial de produção de cada poço e a pressão estática estão representados na Tabela 5.1. Já a temperatura de todo o reservatório é 77°C.

Poço	IP (m^3/d)/(kgf/cm ²)	Pressão Estática (kgf/cm ² a)
W1	17	240
W2	6,4	240
W3	5,2	240
W4	13,4	240
W5	14,5	240
W6	23	240
W7	24,5	240
W8	12	240

Tabela 5.1 : Características do Poço.

5.3 PROPRIEDADES DOS FLUIDOS PRODUZIDOS

Como a produção do sistema é proveniente de um único reservatório, as propriedades do fluido produzido são consideradas as mesmas para todos os poços e estão apresentadas na Tabela 5.2.

<i>Propriedade</i>	<i>Valor</i>
°API	21
Densidade do Gás	0,72
Densidade da Água	1,04
BSW	0%
RGO	70 m ³ /m ³

Tabela 5.2 : Propriedades do Fluido.

Para o cálculo da perda de carga ao longo do escoamento ainda se faz presente a utilização de outras importantes propriedades. Entretanto, como já escrito anteriormente, estas serão modeladas por correlações. A Tabela 5.3 descreve para cada parâmetro necessário a sua correspondente correlação utilizada.

<i>Propriedades</i>	<i>Correlação</i>
Fator Volume Formação	Standing
Razão de Solubilidade	Standing
Fator de Compressibilidade	Standing
Viscosidade do óleo	Kartoatmodjo
Viscosidade do gás	Lee et al
Tensão Superficial	Baker & Swerdloff

Tabela 5.3 : Propriedades e correlações utilizadas.

5.4 CARACTERÍSTICAS DE SISTEMA

As características apresentadas nas tabelas abaixo são relativas aos equipamentos e primordiais ao cálculo de perda de carga no escoamento e comuns a todos os casos.

<i>Propriedade</i>	<i>Valor</i>
Pressão do Separador	9 kgf/cm ²
Lamina d'água	550 m
Injeção de gás lift	200.000 m ³ /d

Tabela 5.4 : Propriedades Diversas.

<i>Tipo de Duto</i>	<i>Diâmetro Interno (in)</i>	<i>Rugosidade (in)</i>
<i>Coluna de Produção</i>	5	-
<i>Revestimento</i>	8,75	-
Flowlines	6	0,024
Risers	6	0,024
Risers	8	0,032

Tabela 5.5: Propriedades dos Dutos

<i>Poço</i>	<i>Diâmetro Interno da Coluna (in)</i>	<i>Diâmetro do Revestimento (in)</i>	<i>Comprimento da Coluna (m)</i>	<i>TVD (m)</i>
W1	5	8,75	2127	2617
W2	5	8,75	2399	2528
W3	5	8,75	2107	2553
W4	5	8,75	2275	2564
W5	5	8,75	1340	2536
W6	5	8,75	1750	2435
W7	5	8,75	2160	2524
W8	5	8,75	931	2567

Tabela 5.6: Propriedades da Completação.

Onde o comprimento coluna é representado pelo comprimento medido (MD), enquanto o *True Vertical Depth* (TVD) é o comprimento vertical, representados na Figura 5.1.

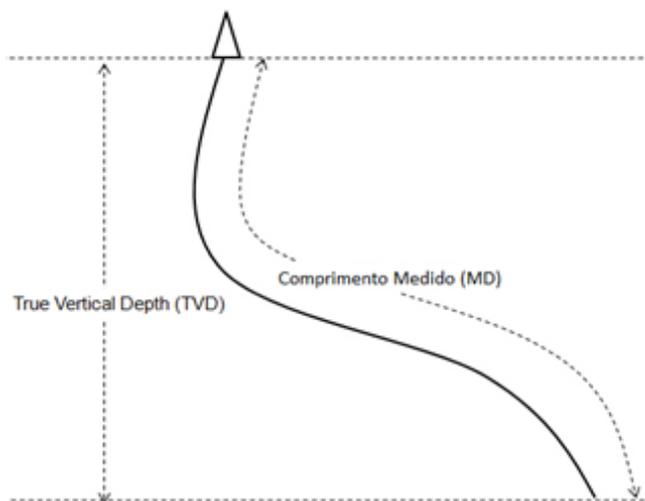


Figura 5.1 : Diferença entre TVD e MD

5.5 SIMULAÇÃO EM *PIPESIM*

O *software* que será utilizado neste trabalho para a modelagem do escoamento e da elevação dos fluidos será o *Pipesim*. O *software* foi desenvolvido pela empresa Baker Jardine, que posteriormente foi adquirida pela Schlumberger.

Pipesim é um simulador de regime permanente de fluxos multifásicos para sistemas de produção de óleo e gás. O programa é capaz de modelar e simular os sistemas de produção desde o fundo do poço até o separador.

Para isto, o *software* contém uma série de funcionalidades como: modelagem das propriedades dos fluidos, correlações de fluxo, cálculo de transferência de calor, modelagem de poços, além de ser possível modelar a elevação artificial do sistema.

Por ser uma ferramenta já consagrada na indústria, de fácil utilização e com um pacote bem completo de correlações e opções, o programa se mostra uma boa opção para a simulação do escoamento e elevação dos fluidos nos sistemas de óleo e gás.

Com o objetivo de estudar a perda de carga e as vazões produzidas para diversos cenários de arranjo submarino, o *software* será utilizado no presente trabalho.

5.6 CENÁRIO BASE

Os poços e a unidade de produção considerados neste trabalho estão representados na Figura 5.2. A Tabela 5.7 apresenta a localização geográfica mais detalhada dos poços e UEP.

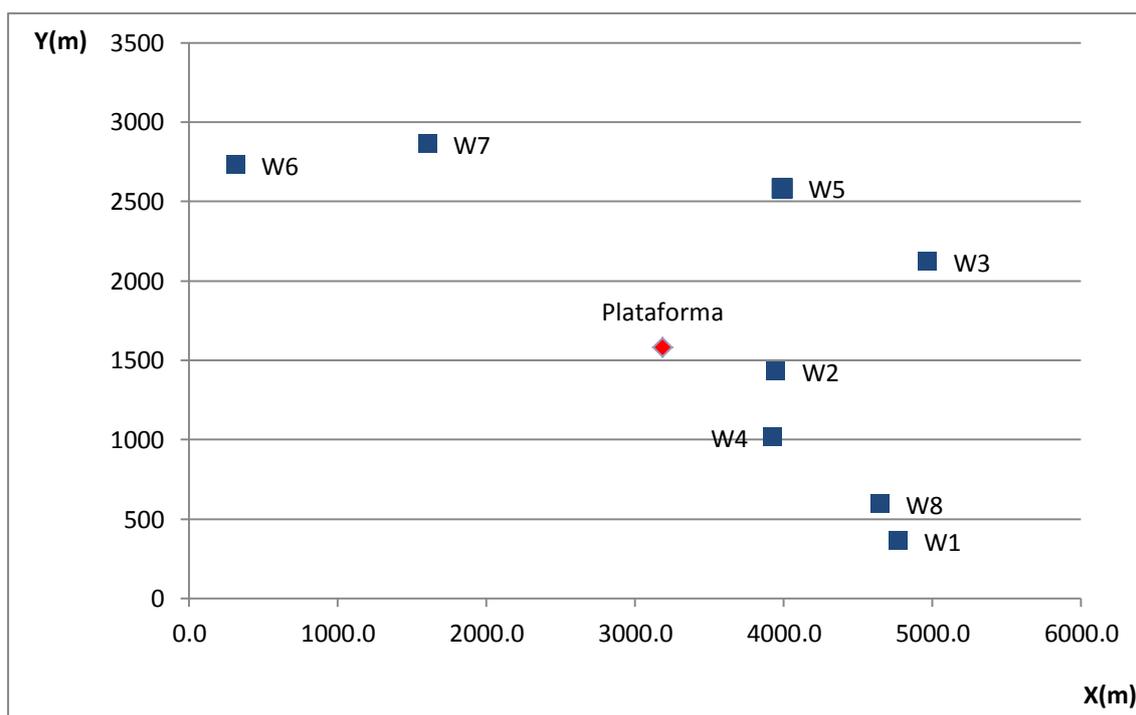


Figura 5.2 : Localização dos Poços e UEP.

<i>Poço/UEP</i>	<i>X (m)</i>	<i>Y (m)</i>
W1	4767,6	361,83
W2	3947,6	1430,83
W3	4967,6	2118,83
W4	3930,6	1016,83
W5	3991,6	2582,83
W6	313,6	2730,83
W7	1604,0	2864
W8	4646,6	593,83
Plataforma	3185,0	1579

Tabela 5.7 : Localização geográfica dos poços e UEP.

Vale ressaltar que o arranjo submarino considerando todos os poços satélites, acarreta um comprimento total de linhas de 17051 metros. Este será um parâmetro importante de comparação da redução do comprimento total de linhas para cenários futuros.

Os poços satélites foram montados no *PIPESIM* seguindo um modelo básico como mostra a Figura 5.3. Além do mostrado abaixo, o sistema pode ser modificado de acordo com o arranjo utilizado, podendo conter ou não alguns dos elementos mostrados na Figura 5.3, ou pode conter, até mesmo, mais elementos, como um *manifold*, que será mostrado mais a frente.

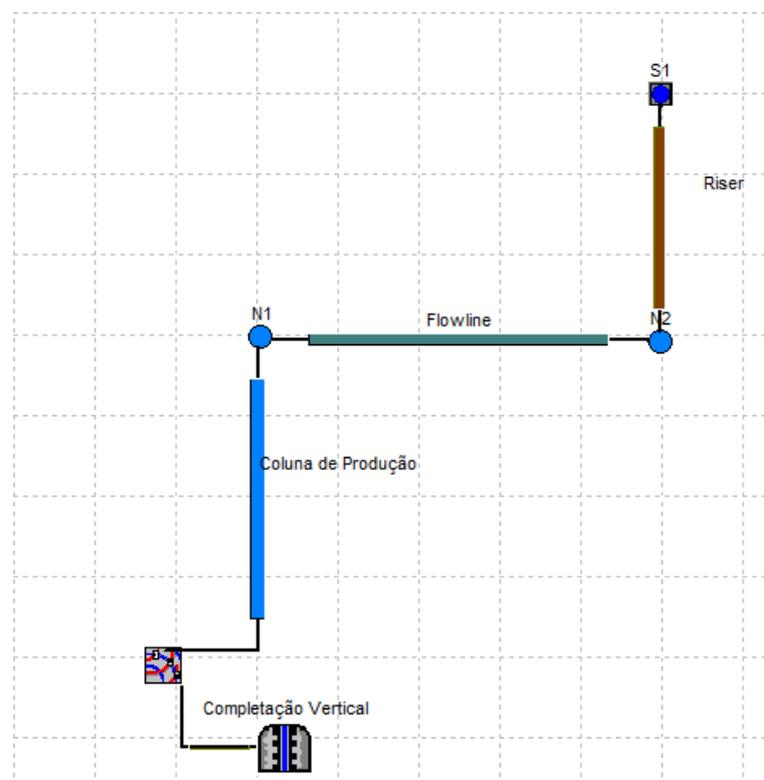


Figura 5.3 : Exemplo de Arranjo de Poço Satélite.

Após montar o sistema para todos os poços e conectá-los à UEP, a simulação pode ser realizada. As vazões encontradas na simulação deste cenário estão apresentadas abaixo.

<i>CENÁRIO BASE</i>	
Poço	Vazão (bbl/d)
W1	11.110,8
W2	5.407,2
W3	5.082,9
W4	9.941,5
W5	10.358,0
W6	12.320,1
W7	14.439,9
W8	8.182,8
Total	76.843,4

Tabela 5.8: Vazão total produzida pelo cenário.

5.7 LOCALIZAÇÃO

Para a elaboração dos cenários em que serão utilizados *manifolds* submarinos, primeiramente é necessário localizá-los no arranjo submarino. A Figura 5.2 apresenta as coordenadas geográficas dos oito poços que serão estudados e a unidade estacionária de produção. Utilizando-se o critério de proximidade, foram definidos três possíveis arranjos de poços/*manifolds*. Pelo o critério de potencial de produção, também foram definidos três arranjos de poços/*manifolds*, que englobam os IPs baixos, representados pelo *manifold D*; os IPs médios representados pelo *manifold E* e por último os IPs altos representados pelo *manifold A*, como pode ser observado na Tabela 5.9.

Pela tabela, pode-se observar que houve coincidência na seleção dos poços W6 e W7 a serem ligados no *Manifold A* de acordo com os dois critérios. Na Figura 5.5 a localização desses poços e seus respectivos *manifolds* serão mostradas em forma de figura com a devida proporção geográfica, o que facilitará a visualização do problema.

<i>Critério</i>	<i>Manifold</i>	<i>Poço</i>	<i>IP (m³/d)/(kgf/cm²)</i>
PROXIMIDADE	A	W6	23
		W7	24,5
	B	W3	5,2
		W5	14,5
	C	W1	17
		W2	6,4
W4		13,4	
ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE	A	W6	23
		W7	24,5
	D	W2	6,4
		W3	5,2
	E	W1	17
		W4	13,4
		W5	14,5
		W8	12

Tabela 5.9: Agrupamento dos poços e respectivos *manifolds*.

Após a definição dos poços que serão conectados a cada *manifold*, deve-se escolher a coordenada geográfica de cada *manifold* que minimize os comprimentos (custos) de linhas de produção.

No problema em questão o critério de otimização adotado foi encontrar o valor mínimo de comprimento de linhas de cada arranjo poços/*manifold* modificando a localização do *manifold* para encontrar o seu valor ótimo. A função objetivo do problema está representada na Equação 5.1 abaixo.

$$\text{Min DT} = \sum_i d_i + d_{mp} \quad (5.1)$$

Onde: DT- comprimento total de linhas utilizadas (m).

d_i - comprimento de linha cada poço até o *manifold*.

d_{mp} - comprimento de linha do *manifold* à plataforma.

As distâncias foram calculadas como a menor distância, ou seja, a diagonal entre as coordenadas dos dois pontos, como pode ser observado na Figura 5.4.

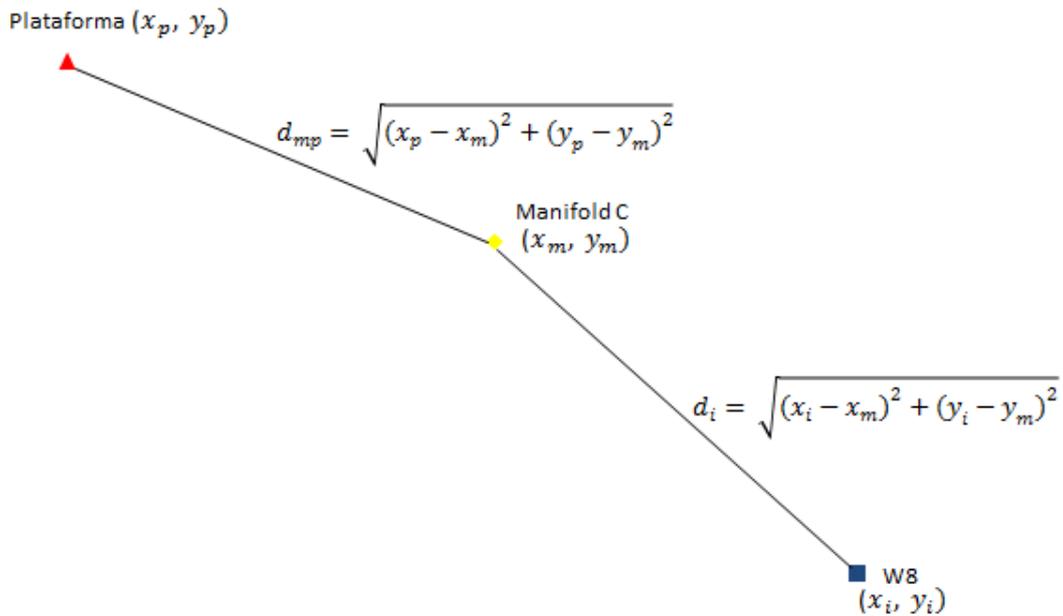


Figura 5.4 : Cálculo da distância entre o poço e *manifold*.

Além disso, como restrição, foi imposto que o *manifold* deve estar localizado entre um intervalo determinado. Este intervalo consiste na distância entre a plataforma e poço mais distante do agrupamento em questão e está representado na Equação 5.2 e Equação 5.3.

$$x_p \geq x_m \geq x_i \quad (5.2)$$

$$y_p \geq y_m \geq y_i \quad (5.3)$$

Onde: (x_p, y_p) - são as coordenadas geográficas da plataforma.

(x_m, y_m) - são as coordenadas geográficas do *manifold*.

(x_i, y_i) - são as coordenadas geográficas de cada poço.

Para a resolução do problema foi utilizado o Solver Excel que é uma ferramenta de análise hipotética utilizada para localizar um valor ótimo para um determinado objetivo.

Deve-se definir os valores de entrada que se deseja otimizar, neste caso a distância total de linhas; os valores que serão modificados, as coordenadas do *manifold*, para encontrar o valor ideal. Além disso, deve-se definir qual o critério de convergência da otimização e as restrições do problema que neste caso é o intervalo de localização do *manifold*.

Os resultados da localização de cada arranjo poços/*manifold* estão representados na Figura 5.5.

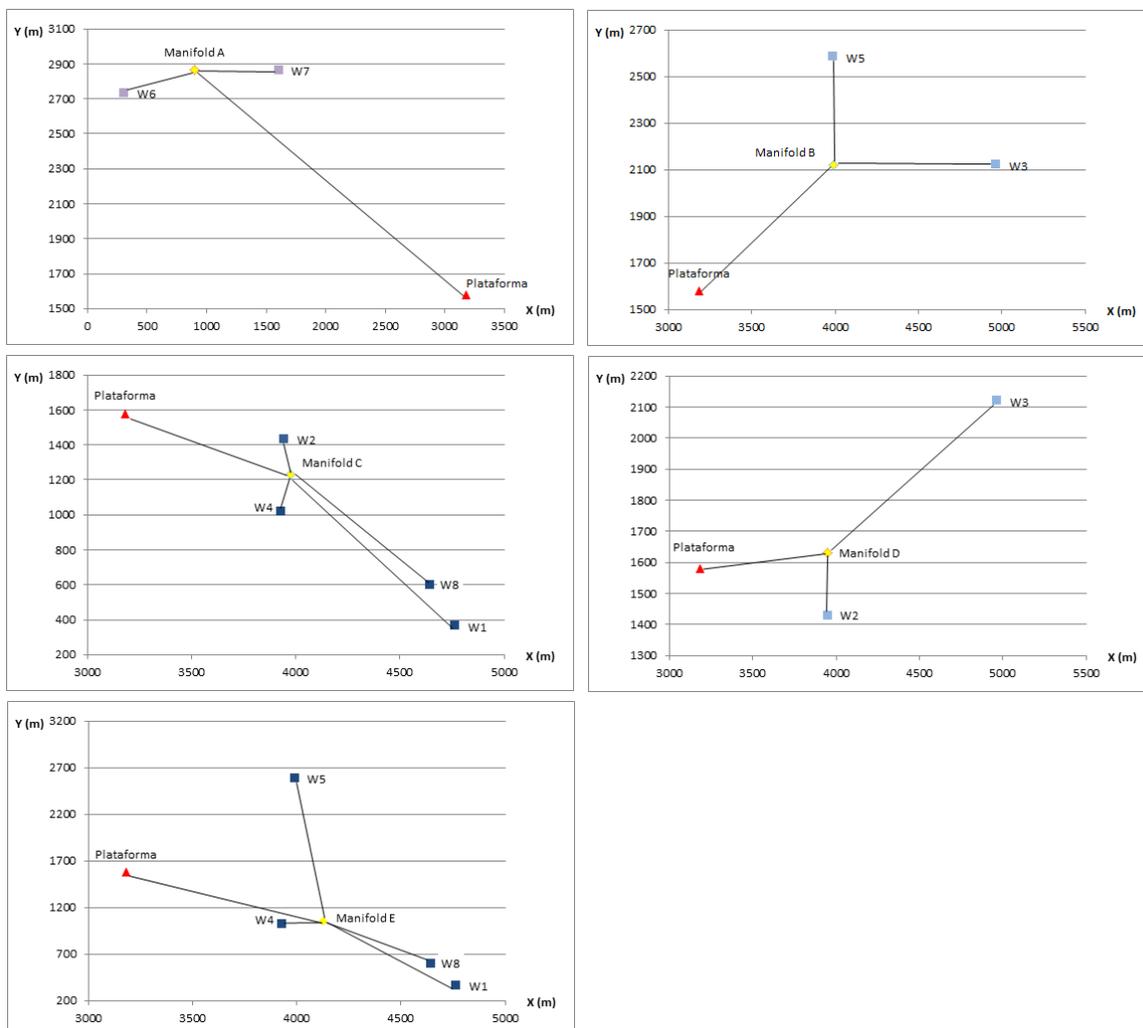


Figura 5.5 : Localização geométrica de cada Arranjo Poços/*Manifold*.

5.8 ESTUDO DE CASO 1

Neste primeiro estudo de caso serão apresentados cenários dos arranjos submarinos com um *manifold*, segundo seus dois critérios de localização: proximidade e por índice de produtividade.

Nas Figuras 5.6, 5.7 e 5.8 estão apresentadas as representações geométricas dos três cenários, que consideram como critério a proximidade dos poços a serem ligados ao *manifold*.

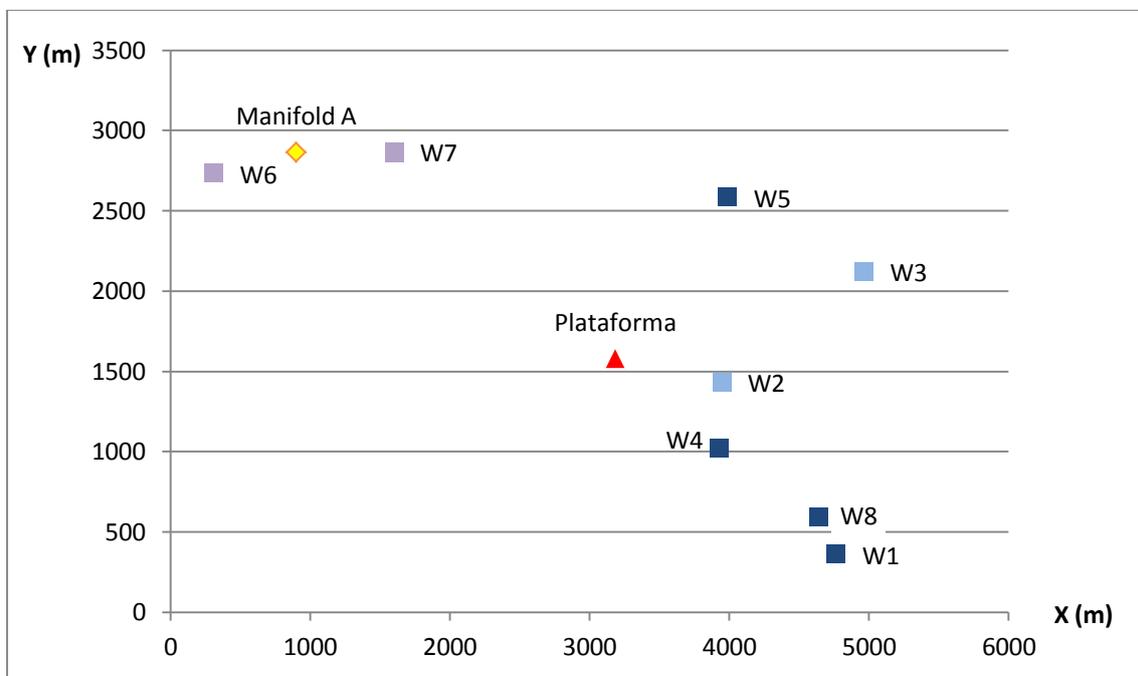


Figura 5.6 : Arranjo submarino do cenário E1-C1.

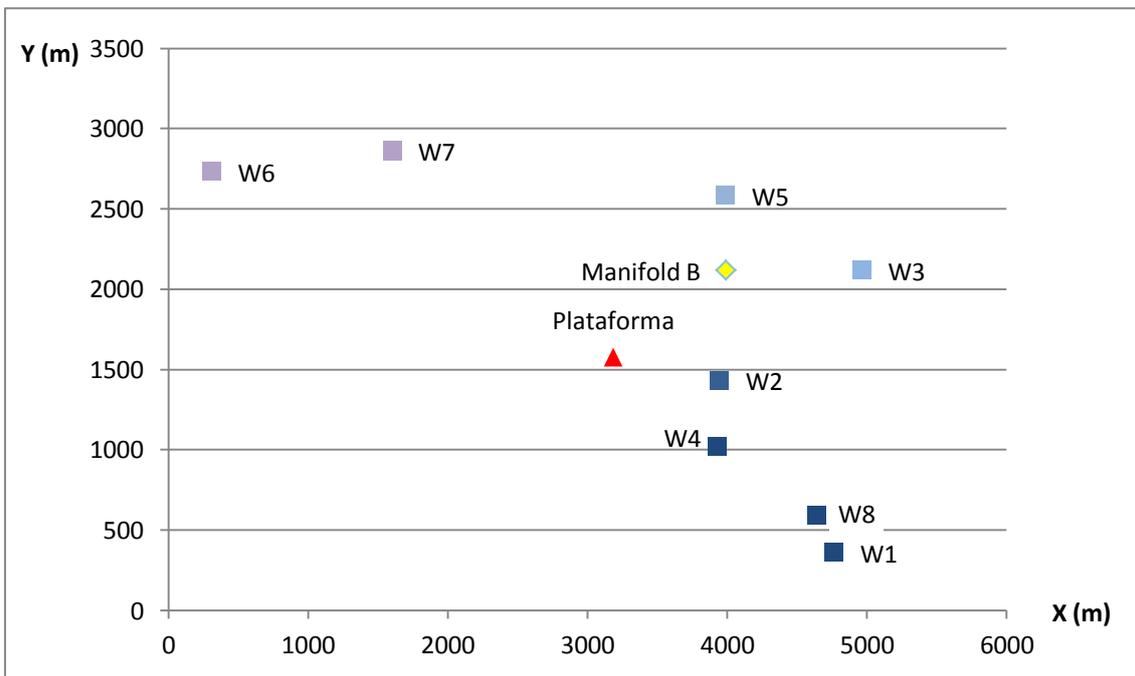


Figura 5.7 : Arranjo submarino do cenário E1-C2.

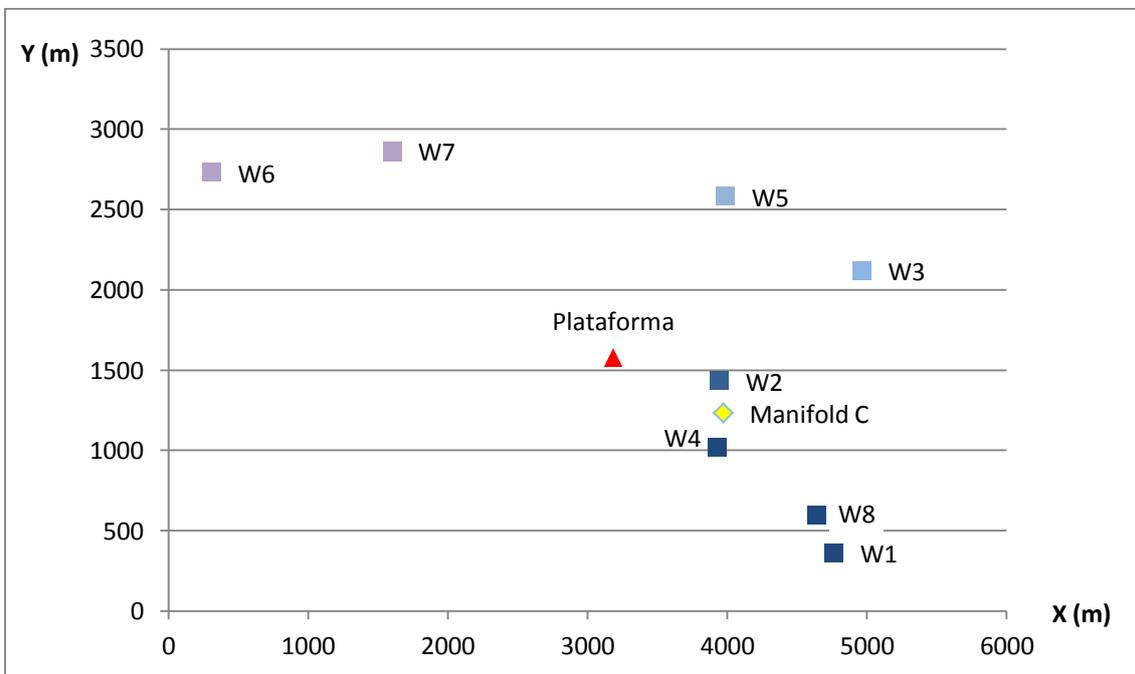


Figura 5.8 : Arranjo submarino do cenário E1-C3.

A Figura 5.9 representa um exemplo da rede de escoamento do cenário E1-C1, construída no software de simulação Pipesim. Os demais cenários com um *manifold*

submarino instalado apresentam a mesma construção da rede de escoamento no Pipesim, distinguindo apenas dos poços que se conectam ao *manifold*.

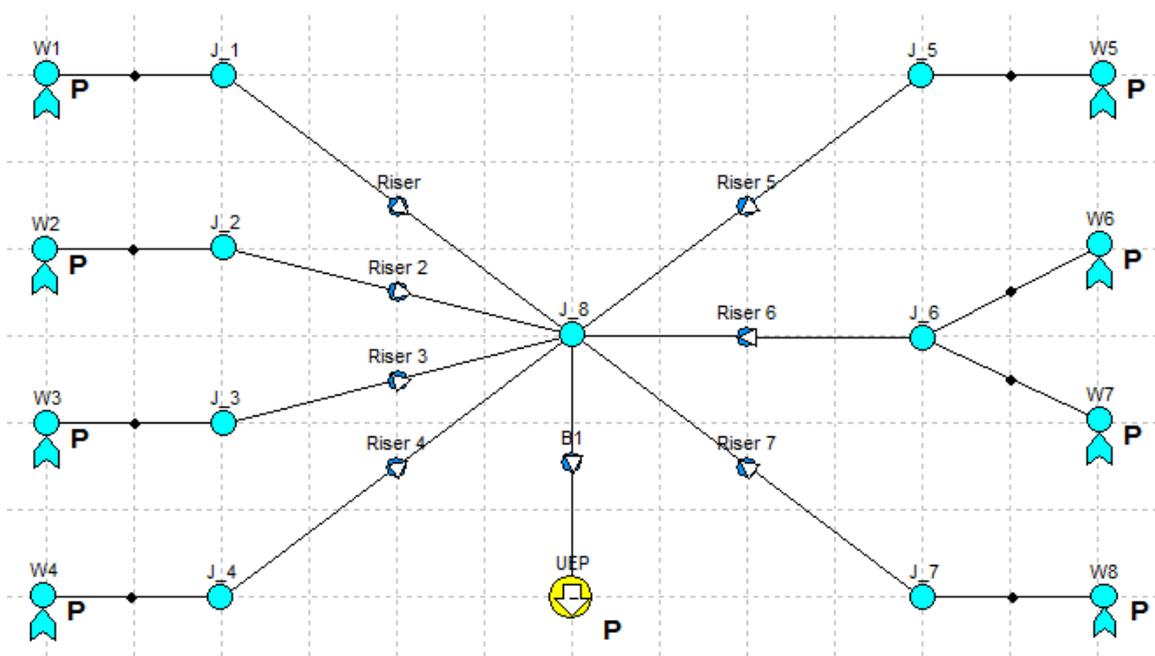


Figura 5.9: Representação do cenário E1-C1 no software de simulação.

Em função da localização do *manifold*, o comprimento total de linha utilizado em cada cenário é diferente, uma vez que com a presença do *manifold* o número de *risers* que chegam à unidade de produção é reduzido e distância dos *flowlines* dos poços é alterada.

<i>Distância Total das Linhas (m)</i>	
E1-C1	16.398
E1-C2	16.861,4
E1-C3	14.418,8

Tabela 5.10 : Comprimento total das linhas utilizadas em cada cenário.

O segundo critério utilizado para agrupar os poços foi o critério da semelhança de IPs, que estão apresentados nas Figuras 5.10, 5.11 e 5.12.

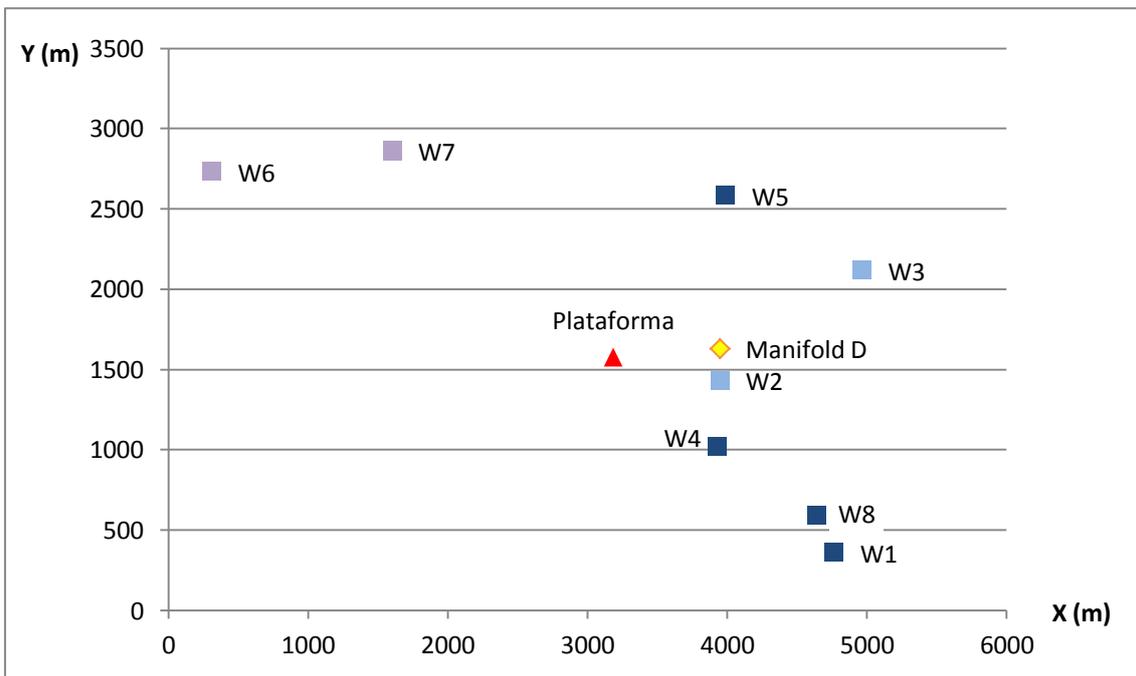


Figura 5.10 : Arranjo submarino do cenário E1-C4.

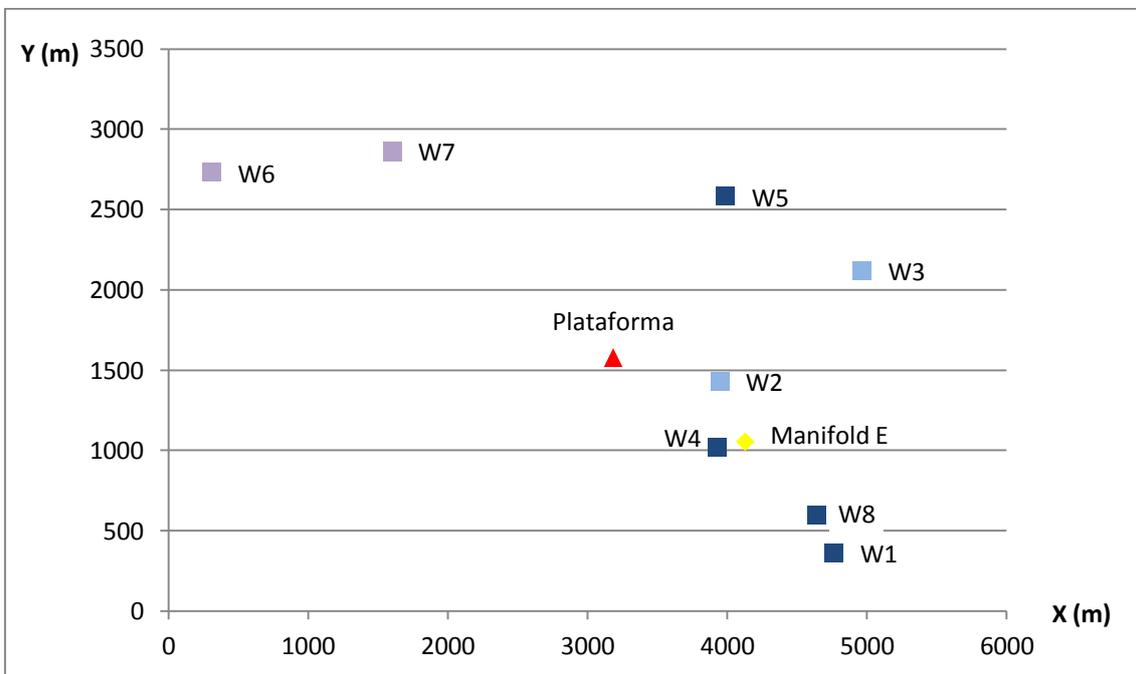


Figura 5.11 : Arranjo submarino do cenário E1-C5.

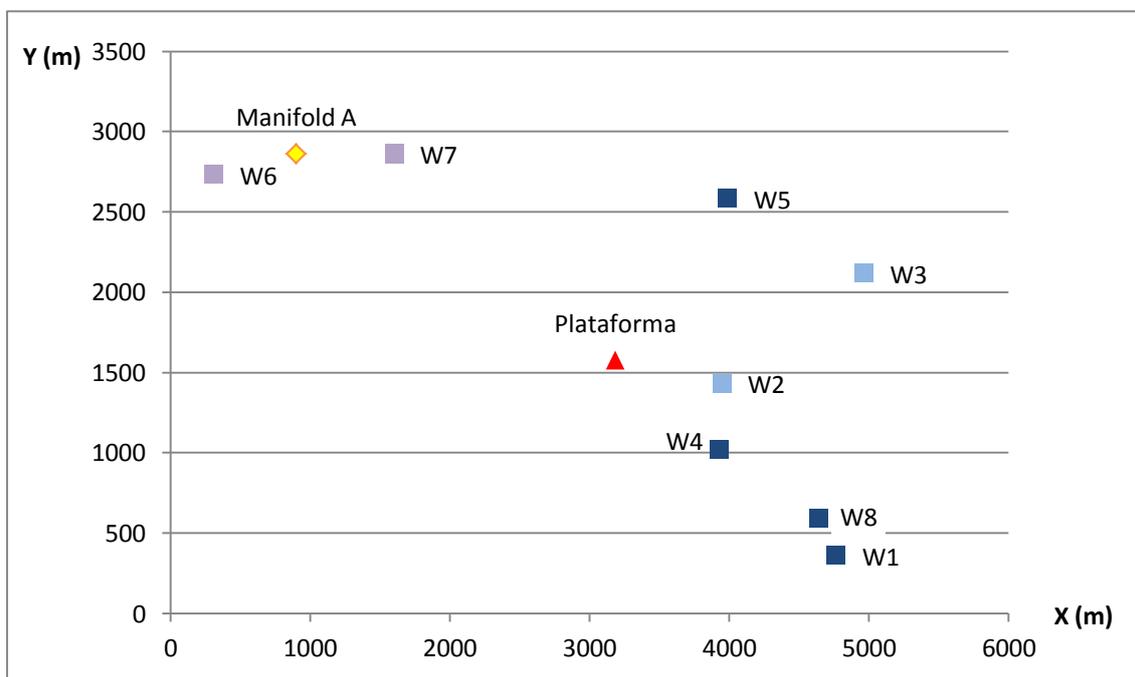


Figura 5.12 : Arranjo submarino do cenário E1-C6.

<i>Distância Total das Linhas (m)</i>	
E1-C4	17.056,7
E1-C5	14.970,7
E1-C6	14.418,8

Tabela 5.11: Comprimento total das linhas utilizadas em cada cenário.

É importante ressaltar que o cenário E1-C6 coincide com o cenário E1-C1, apresentado anteriormente, uma vez que nestes casos os critérios por IP e por proximidade resultaram no mesmo agrupamento.

5.9 ESTUDO DE CASO 2

O segundo estudo de caso foi realizado utilizando dois *manifolds* instalados, segundo os dois critérios de localização: por proximidade e por índice de produtividade, respectivamente.

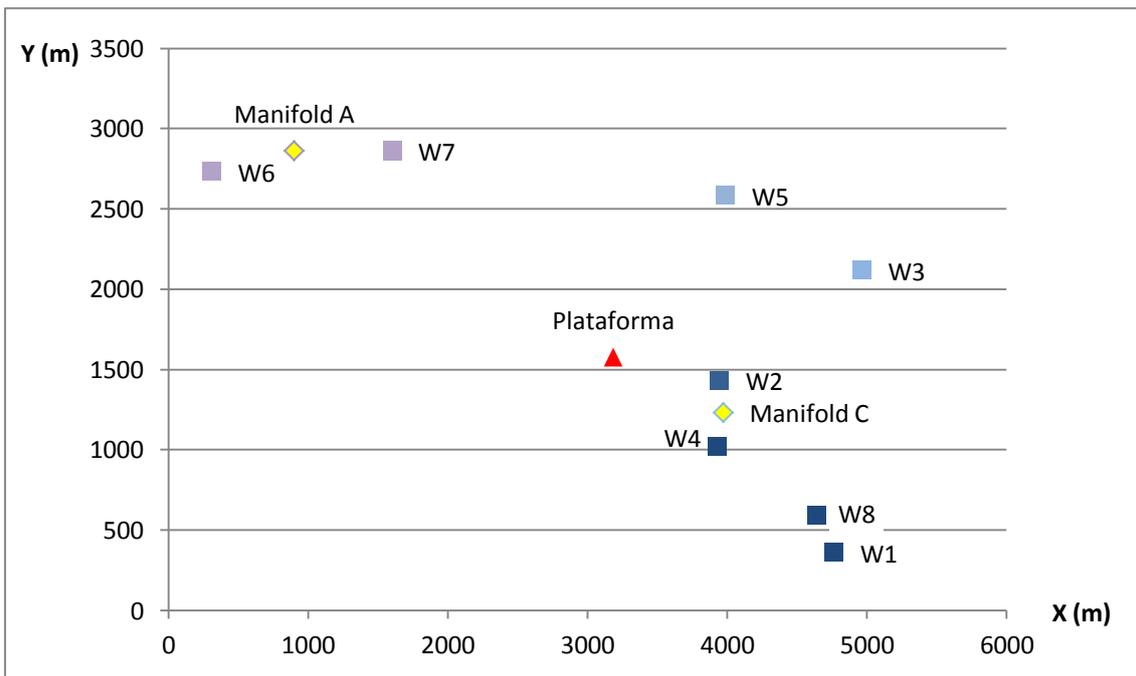


Figura 5.13 : Arranjo submarino do cenário E2-C1.

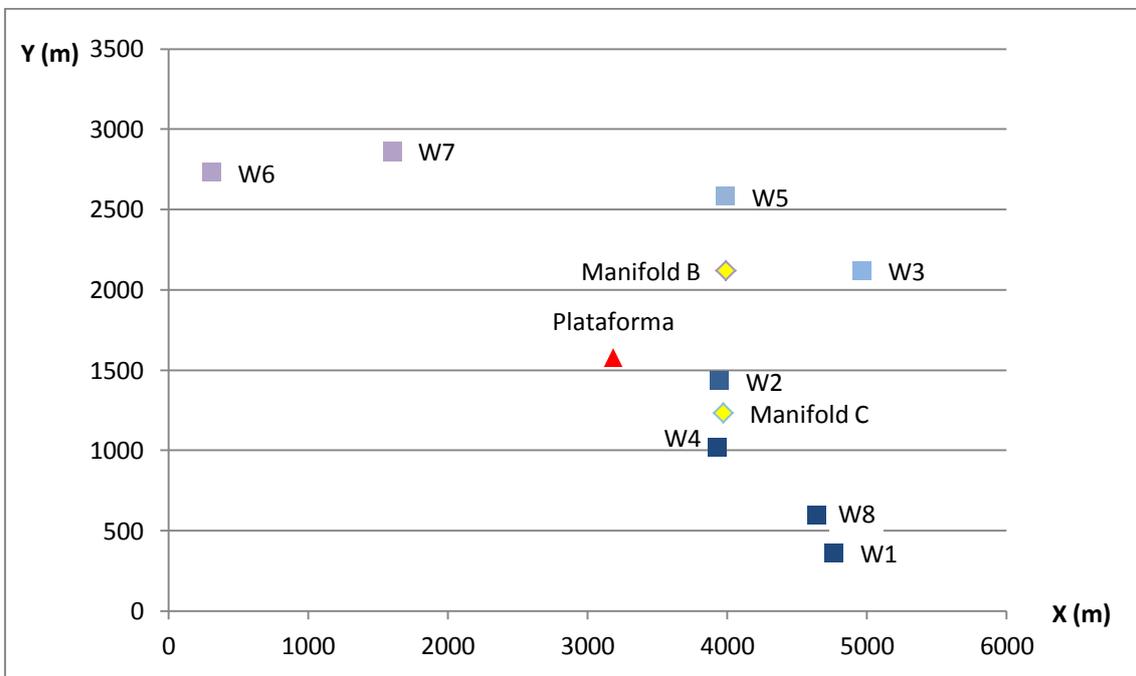


Figura 5.14 : Arranjo submarino do cenário E2-C2.

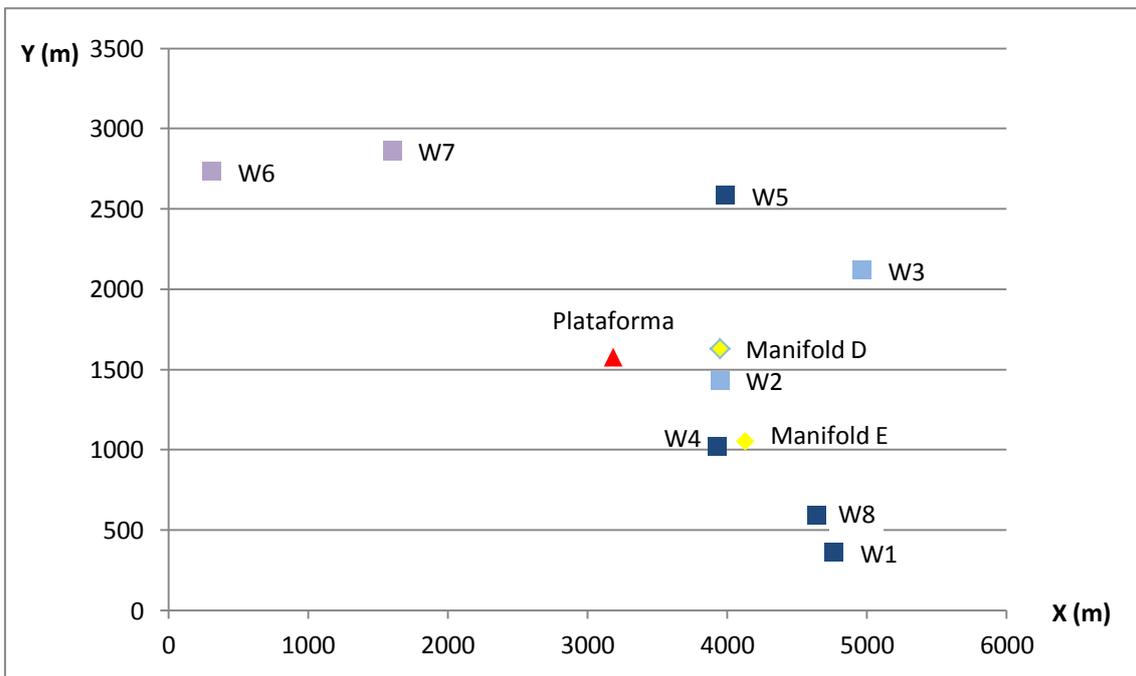


Figura 5.15 : Arranjo submarino do cenário E2-C3.

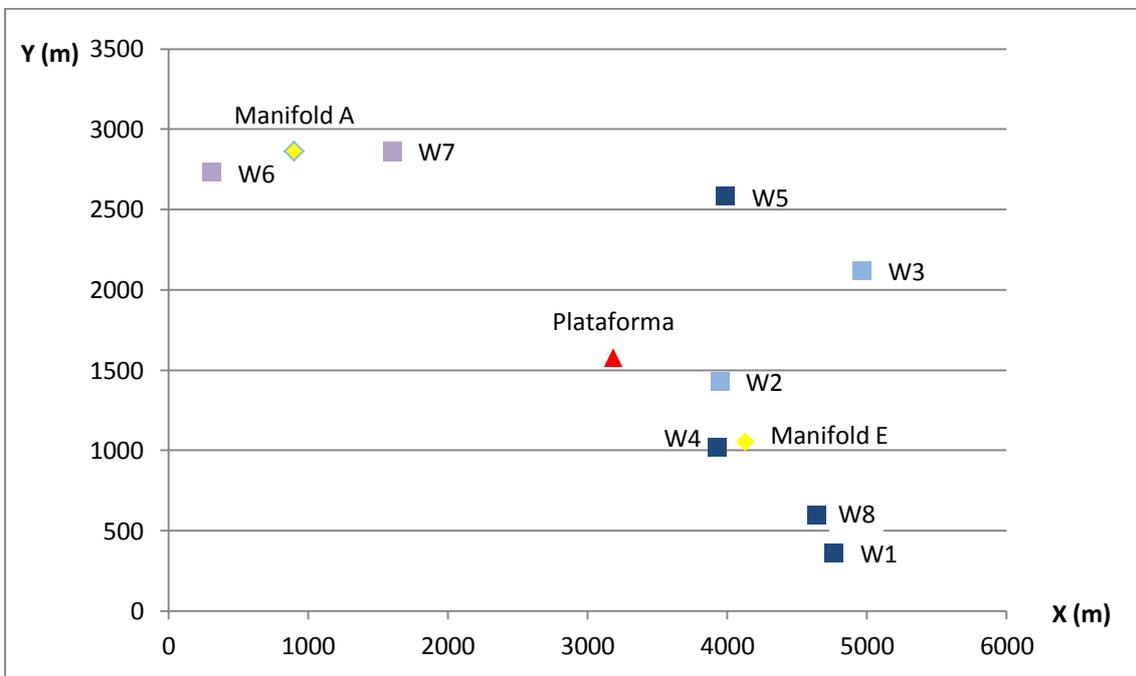


Figura 5.16 : Arranjo submarino do cenário E2-C4.

Abaixo, a Figura 5.17 representa um exemplo da modelagem da rede de escoamento com dois *manifolds* instalados no software utilizado neste trabalho.

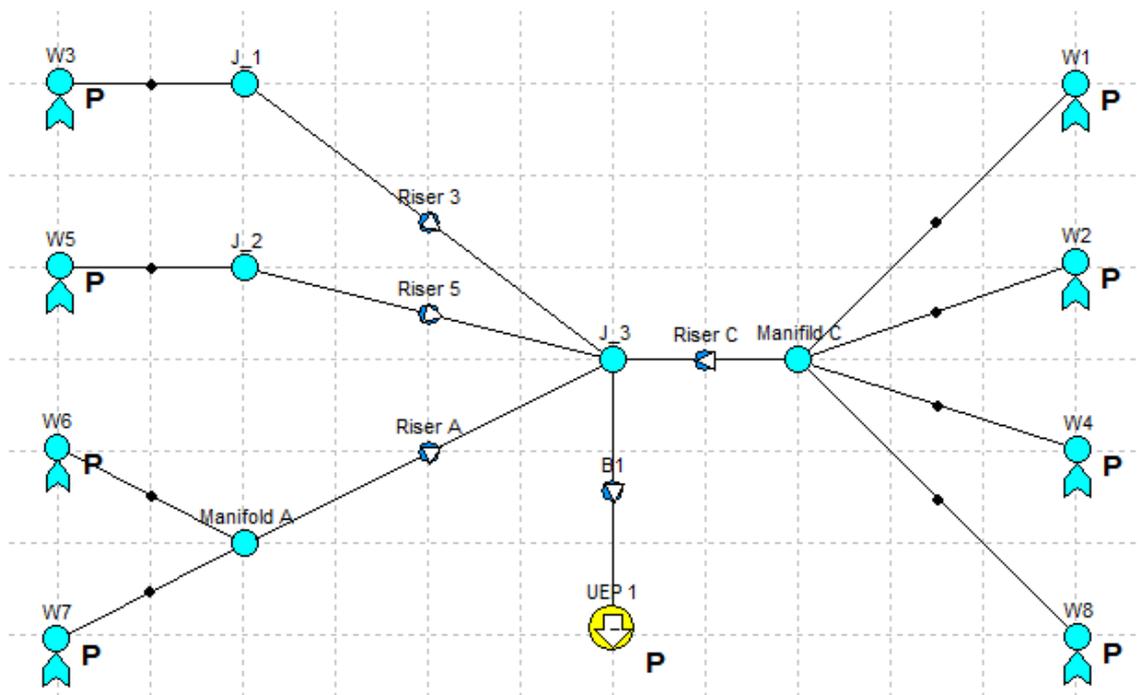


Figura 5.17: Representação do cenário E2-C1 no software Pipesim.

<i>Distância Total das Linhas (m)</i>	
E2-C1	12.665,8
E2-C2	13.129,2
E2-C3	13.876,6
E2-C4	13.217,8

Tabela 5.12: Comprimento total das linhas utilizadas em cada cenário.

Como pode ser observado na Tabela 5.12, a redução do comprimento total de linhas em relação do cenário base, em que todos os poços são satélites, se torna mais significativa com o uso de dois *manifolds* de produção.

5.10 ESTUDO DE CASO 3

No último estudo de caso, os cenários construídos utilizam três *manifolds* de produção, localizados de acordo com os seus critérios. Cada arranjo submarino pode ser observado nas figuras abaixo, assim como o comprimento total das linhas utilizadas.

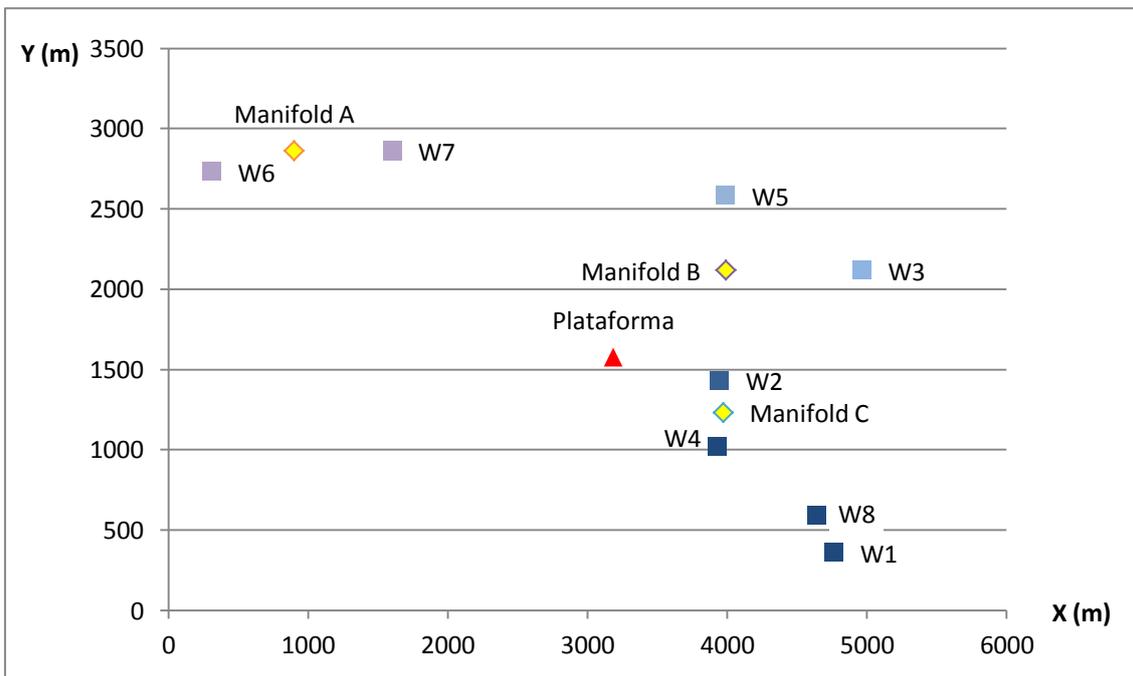


Figura 5.18 : Arranjo submarino do cenário E3-C1.

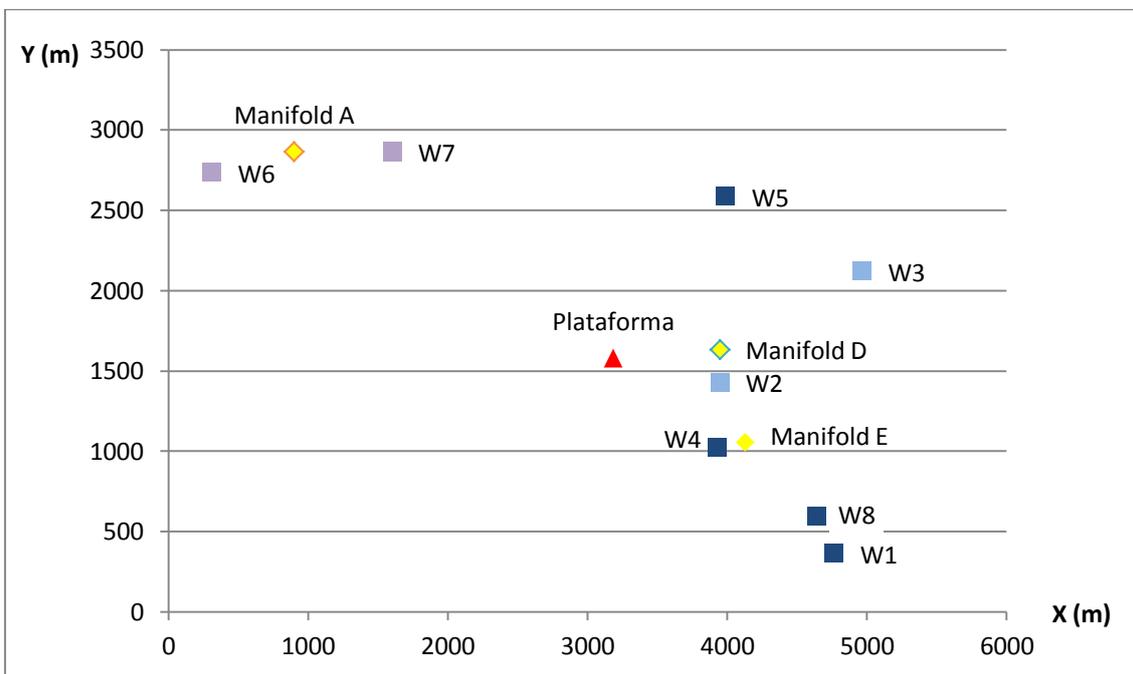


Figura 5.19 : Arranjo submarino do cenário E3-C2.

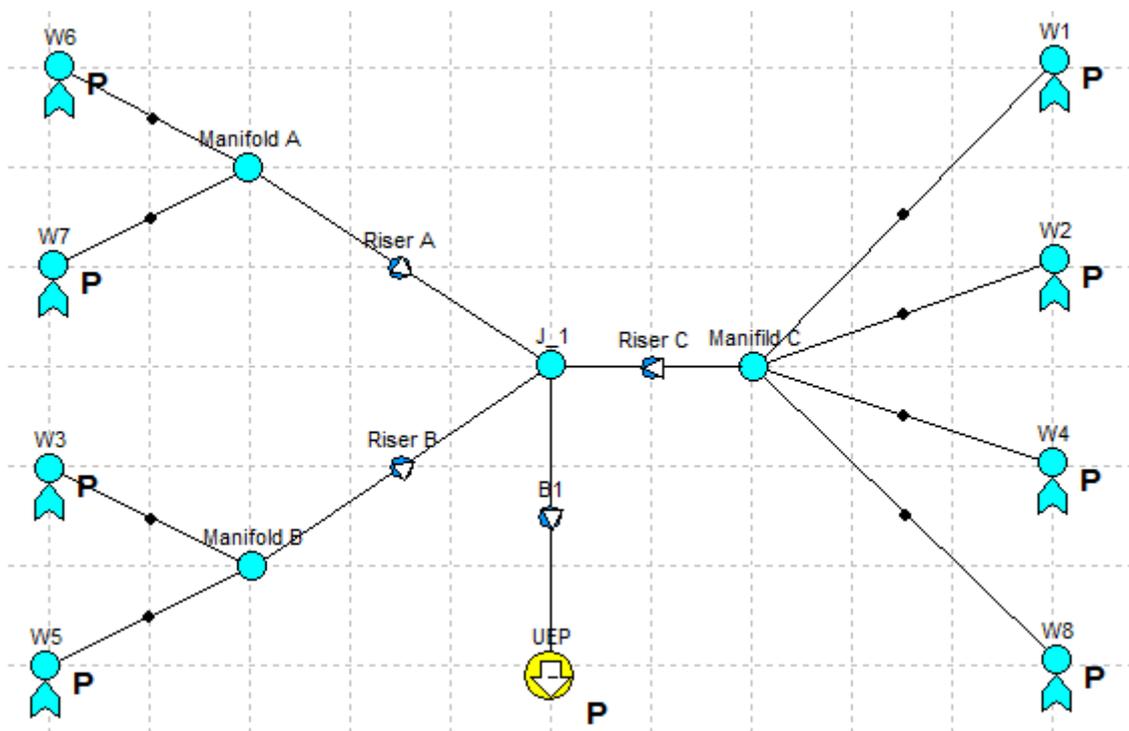


Figura 5.20: Representação do cenário E3-C1 no Pipesim

A Figura 5.20 demonstra a configuração da rede com três *manifolds* instalados no software de simulação Pipesim.

<i>Distância Total das Linhas (m)</i>	
E3-C1	11.376,1
E3-C2	12.123,5

Tabela 5.13 : Comprimento total das linhas utilizadas em cada cenário.

6 RESULTADOS

6.1 ANÁLISE DE CUSTOS

Para determinar qual dos cenários simulados apresenta o melhor custo-benefício, foi realizada uma análise de custos dos projetos.

Uma forma de realizar a avaliação econômica de um projeto é através do conceito de Valor Presente Líquido. O VPL resulta de uma função que atualiza a valores presentes as entradas e saídas do fluxo de caixa futuros, descontados a uma determinada taxa de juros, no tempo de duração do projeto. O VPL é calculado pela Equação 6.1

$$VPL = D_o + \sum_{j=1}^n \frac{(R_j - D_j)}{(1+i)^j} \quad (6.1)$$

O fluxo de caixa é constituído de três parcelas: os custos de CAPEX, OPEX e a receita obtida em função da produção de cada cenário simulado. O CAPEX consiste nas despesas de capital ou investimento em bens de capital, neste trabalho o CAPEX foi considerado o custo dos equipamentos em função de cada cenário. A Tabela 6.1 representa o valor de cada equipamento utilizado para o cálculo do CAPEX. Já a Tabela 6.2 exemplifica o cálculo do CAPEX para um cenário. Deve-se observar que no cálculo do CAPEX os custos com os poços e a plataforma são iguais para todos os cenários, o que faz o CAPEX dos cenários em questão variarem são os custos com os *manifolds* e com as linhas.

<i>Equipamento/ Processo</i>	<i>Custo Unitário (US\$)</i>
Linha de 6"	150.000 /km
Linha de 8"	180.000 /km
Poço (Perfuração e Completação)	80.000.000
Manifold	1.000.000
Plataforma	800.000.000

Tabela 6.1: Custo dos Equipamentos

	<i>Quantidade</i>	<i>Custo Unitário (US\$)</i>	<i>Custo Total(US\$)</i>
Manifold	1	1.000.000	1.000.000
Poços	8	80.000.000	640.000.000
Linha 6	13,225 km	150.000 / km	1.983.750
Linha 8	3,173 km	180.000 /km	571.140
Plataforma	1	800.000.000	800.000.000
CAPEX			\$ 1.443.554.890

Tabela 6.2: Exemplo de cálculo de CAPEX.

O OPEX é o custo operacional inclui os custos variáveis de produção, os impostos pagos em função da receita e também aqueles relacionados a manutenção dos bens de um projeto. O custo variável de produção é relativo ao processamento e tratamento dos fluidos produzidos. Para o cálculo do mesmo, as variáveis levadas em consideração foram: os impostos, calculados como 35% do valor da receita do projeto; o custo de manutenção de cada poço; e ainda um custo variável de 10 dólares por barril produzido. A Tabela 6.3 exemplifica o cálculo do OPEX para um cenário no primeiro ano considerando o barril a 75 dólares. Como o número de poços em todos os cenários é igual, o custo de manutenção para todos os cenários é igual.

	<i>Valor</i>	<i>Receita/Produção</i>	<i>Custo Total (US\$)</i>
Impostos	35%	\$ 2.052.658.302	\$ 718.430.405
Custo de Manutenção	\$ 350.000 / poço	-	\$ 2.800.000
Custo Variável	\$ 10 / barril	27.368.777 barril	\$ 273.687.774
OPEX			\$ 994.918.179

Tabela 6.3: Exemplo de cálculo de OPEX.

A simulação de escoamento, realizada no Pipesim, fornece como resultado a vazão de equilíbrio para o sistema apenas no primeiro momento de produção. Assim, o decaimento da vazão produzida foi feito a partir de uma aproximação exponencial. Essa aproximação foi realizada considerando o resultado da vazão simulada para o

primeiro ano, sendo constante nos cinco primeiros anos e a vazão sendo igual a zero no último ano de produção (20º ano), como pode ser observado na Figura 6.1. Para o cálculo da receita obtida nos 20 anos de projeto foram consideradas as vazões produzidas durante a vida útil do campo. A Tabela 6.4 mostra o cálculo da receita anual durante a vida útil de um cenário considerando o preço do barril de petróleo a 75 dólares.

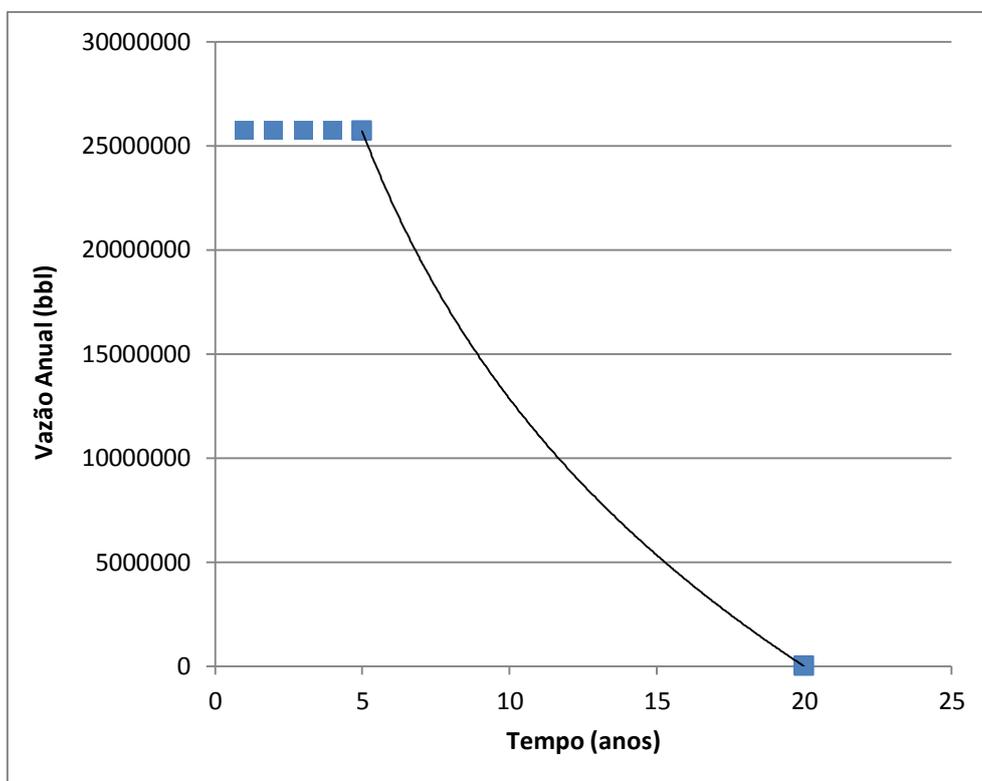


Figura 6.1 : Previsão da produção em 20 anos.

<i>Ano</i>	<i>Produção (bbl)</i>	<i>Receita</i>
1	27.368.777	\$ 2.052.658.275
2	27.263.612	\$ 2.044.770.900
3	27.277.406	\$ 2.045.805.450
4	27.368.777	\$ 2.052.658.275
5	27.269.245	\$ 2.045.193.375
6	27.179.890	\$ 2.038.491.750
7	26.988.752	\$ 2.024.156.400
8	26.662.131	\$ 1.999.659.825
9	26.166.326	\$ 1.962.474.450
10	25.467.637	\$ 1.910.072.775
11	24.532.365	\$ 1.839.927.375
12	23.326.808	\$ 1.749.510.600
13	21.817.266	\$ 1.636.294.950
14	19.970.041	\$ 1.497.753.075
15	17.751.430	\$ 1.331.357.250
16	15.127.734	\$ 1.134.580.050
17	12.065.253	\$ 904.893.975
18	8.530.287	\$ 639.771.525
19	4.489.135	\$ 336.685.125
20	0	-

Tabela 6.4: Exemplo de cálculo da receita anual.

O fluxo de caixa para um ano de produção é o somatório da receita, descontados o OPEX e CAPEX, como está exemplificado na Tabela 6.5 para o primeiro ano de produção. Como pode ser observado na Tabela 6.5, o valor do CAPEX foi todo descontado no primeiro ano, assim os demais anos não possuem despesa com CAPEX, sendo considerada no fluxo de caixa somente a receita descontada do OPEX.

<i>Fluxo de Caixa</i>	
CAPEX (US\$)	\$ -1.443.554.890
OPEX (US\$)	\$ -994.918.179
Receita (US\$)	\$ 2.052.658.275
Fluxo de Caixa (US\$)	\$ -385.814.794

Tabela 6.5: Exemplo de fluxo de caixa para o primeiro ano.

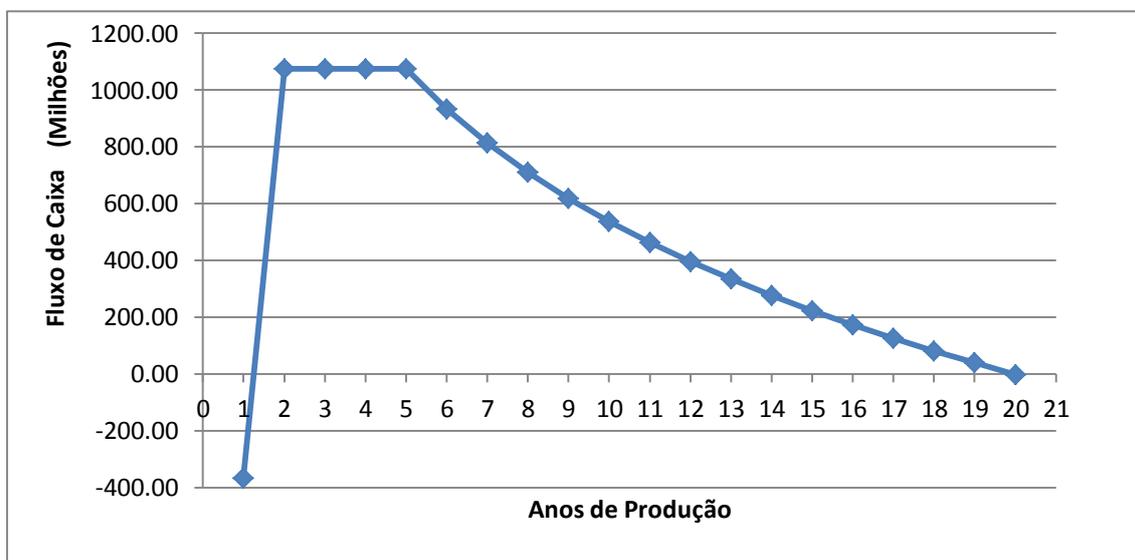


Figura 6.2: Fluxo de caixa de 20 anos para o cálculo do VPL.

<i>Cálculo do VPL</i>	
Taxa de Atratividade	0,1
VPL	\$ 6.639.329.671

Tabela 6.6: Exemplo de VPL para um cenário.

Já o cálculo do VPL foi feito pela Equação 6.1 está representado pela Figura 6.2 e Tabela 6.6 para os 20 anos de produção de um cenário, a taxa de atratividade utilizada foi de 10%. Nessa figura pode ser observado que o primeiro ano, apesar de ser o ano com maior produção, é o ano com o menor fluxo de caixa, pois o CAPEX está todo incluso neste, como foi dito anteriormente. Além disso, também pode ser observado que o último ano, ano de abandono do campo, também possui fluxo de caixa negativo, sendo assim a receita é nula, resultando somente o CAPEX de abandono do campo para compor o fluxo de caixa desse ano.

A Tabela 6.7 apresenta alguns resultados relevantes de todos os cenários apresentados. Nesta tabela os custos com os *manifolds* e com as linhas foram incluídos porque, como citado anteriormente, são estes os responsáveis pelas diferenças no valor do CAPEX de cada cenário. A produção acumulada é o principal componente da

receita, além de também interferir nos valores do OPEX e o VPL é o parâmetro utilizado para avaliar os cenários.

	<i>Produção Acumulada em 20 anos (bbl)</i>	<i>Comprimento das Linhas (m)</i>	<i>Custo de Linhas</i>	<i>Redução de Custo de Linha</i>	<i>Custo com Manifold</i>	<i>VPL</i>
CB	1.558 x 10 ¹¹	18.151	\$ 2.722.662	-	\$ -	\$6.823.881.604
E1-C1	1.521 x 10 ¹¹	16.398	\$ 1.983.795	27%	\$ 1.000.000	\$6.639.329.672
E1-C2	1.548 x 10 ¹¹	16.861	\$ 2.574.818	5%	\$ 1.000.000	\$6.784.939.268
E1-C3	1.471 x 10 ¹¹	14.419	\$ 2.205.182	19%	\$ 1.000.000	\$6.382.258.174
E1-C4	1.557 x 10¹¹	17.057	\$ 2.597.945	5%	\$ 1.000.000	\$6.831.526.246
E1-C5	1.427 x 10 ¹¹	14.971	\$ 2.294.489	16%	\$ 1.000.000	\$6.150.787.395
E2-C1	1.447 x 10 ¹¹	12.666	\$ 2.037.418	25%	\$ 2.000.000	\$6.252.023.836
E2-C2	1.473 x 10 ¹¹	13.129	\$ 2.057.356	24%	\$ 2.000.000	\$6.390.841.011
E2-C3	1.426 x 10 ¹¹	13.877	\$ 2.169.791	20%	\$ 2.000.000	\$6.143.673.537
E2-C4	1.402 x 10 ¹¹	13.218	\$ 2.126.725	22%	\$ 2.000.000	\$6.015.641.766
E3-C1	1.447 x 10 ¹¹	11.376	\$ 1.889.592	31%	\$ 3.000.000	\$6.255.762.960
E3-C2	1.401 x 10 ¹¹	12.124	\$ 1.889.574	31%	\$ 3.000.000	\$6.011.696.204

Tabela 6.7: Resultados para todos os cenários.

Realizando a análise dos valores dos VPLs, observa-se que o cenário E1-C4 é o que apresenta o maior VPL. Esse cenário será analisado detalhadamente na próxima seção.

Outro ponto que pode ser discutido é o comprimento total das linhas. O campo em questão possui dimensões pequenas quando comparado a outros campos, assim a redução do comprimento e do custo das linhas é baixo.

Uma análise de sensibilidade do VPL em relação ao preço dos *manifolds* foi realizada para dois valores de *manifolds*: US\$ 500.000 e US\$ 2.000.000. Os resultados dessa análise estão representados na Figura 6.3 em forma de variação percentual em relação ao preço base do *manifold* (US\$ 1.000.000).

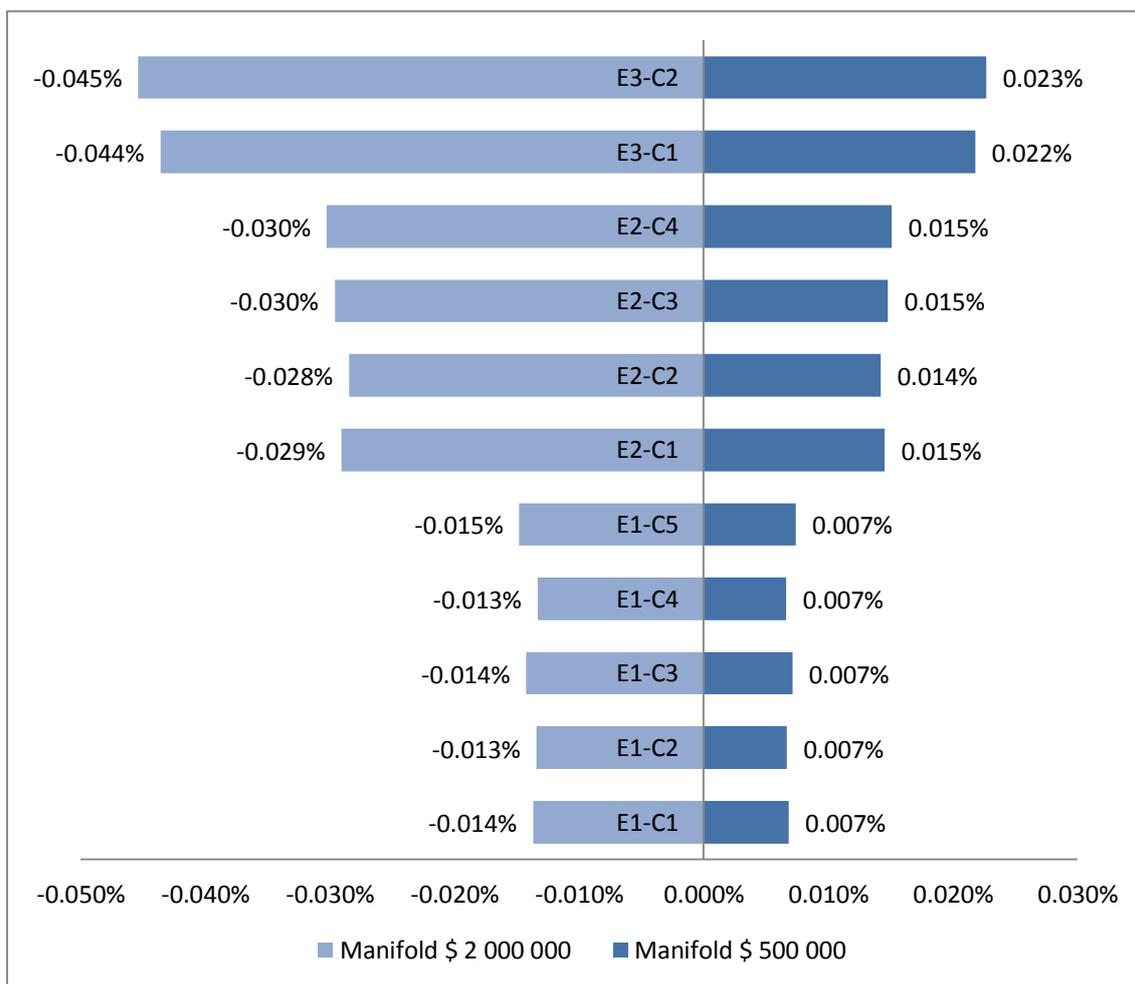


Figura 6.3: Variação percentual do VPL em relação ao preço do Manifold a US\$ 1.000.000.

Como já era esperado, o Cenário Base não apresenta qualquer variação com mudança do preço do *manifold*, pois este cenário não utiliza *manifold*. Outro resultado, também já esperado, é que conforme aumenta o número de *manifolds* no cenário, maior é a sensibilidade do VPL em relação ao custo deste equipamento.

Foi realizada outra análise de sensibilidade, desta vez em relação ao preço do barril de petróleo. O VPL de cada cenário também foi calculado para outros dois preços do barril de petróleo, a 50 e a 100 dólares, entretanto a análise foi feita de forma diferente. Nesse caso, a análise realizada compara a variação do VPL de cada cenário

em relação ao cenário base para cada um dos três preços de barril de petróleo. Os resultados se encontram na Figura 6.4.

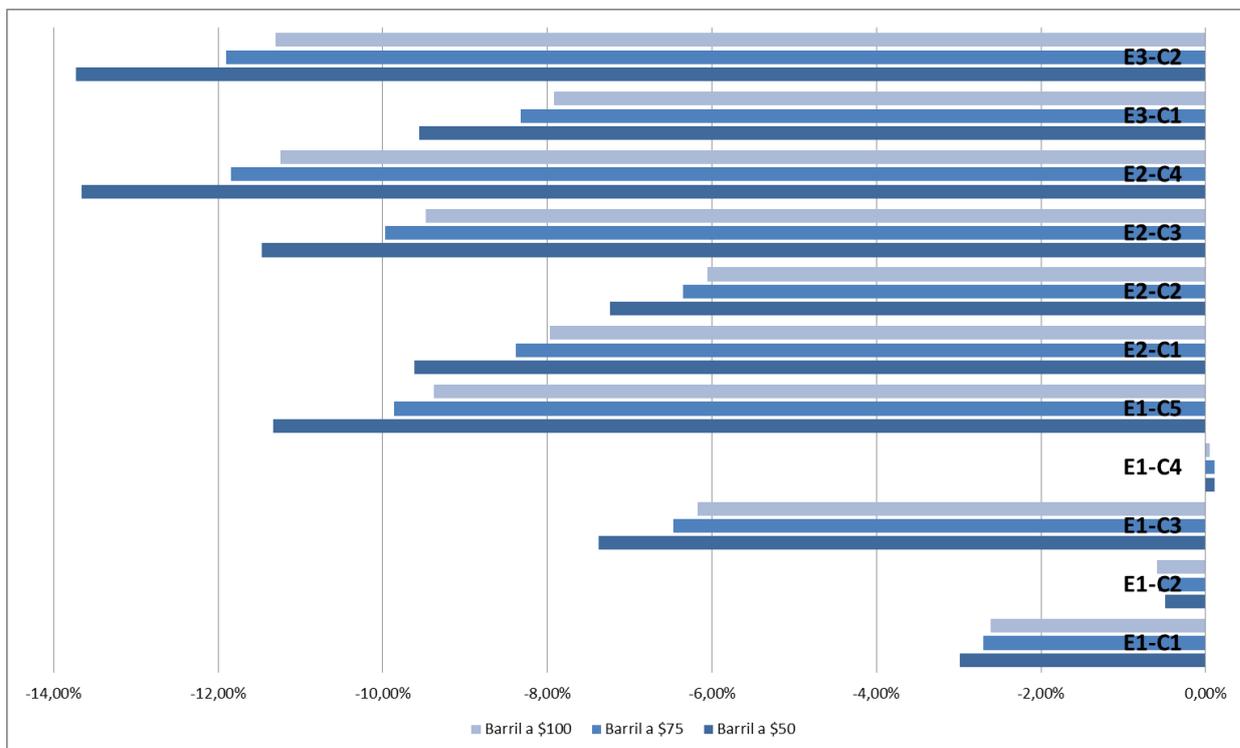


Figura 6.4: Variação percentual do VPL em relação ao Cenário Base.

Pode-se observar que somente um cenário obteve VPL maior que o do Cenário Base, o cenário E1-C4. Além disso, para todos os cenários, a variação em relação ao Cenário Base reduziu de acordo com o aumento do preço do barril de óleo. Em outras palavras, para preços elevados do barril a escolha do arranjo do projeto interfere menos no VPL, porém esta escolha não deixa de ser importante.

6.2 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Resultada a análise econômica que o melhor cenário, sob o critério de maximização do VPL, é o cenário E1-C4. Neste cenário os dois poços, com IPs considerados baixos, W3 e W2 são interligados ao único *manifold*.

Os resultados da simulação deste cenário mostraram que não houve perdas de vazão destes poços quando ligados ao *manifold* comparativamente a situação em que os poços são satélites no cenário base. Uma ilustração para este evento pode ser observada na Figura 6.5, onde não é possível perceber diferenças entre as perdas de carga do poço W3 nos dois casos.

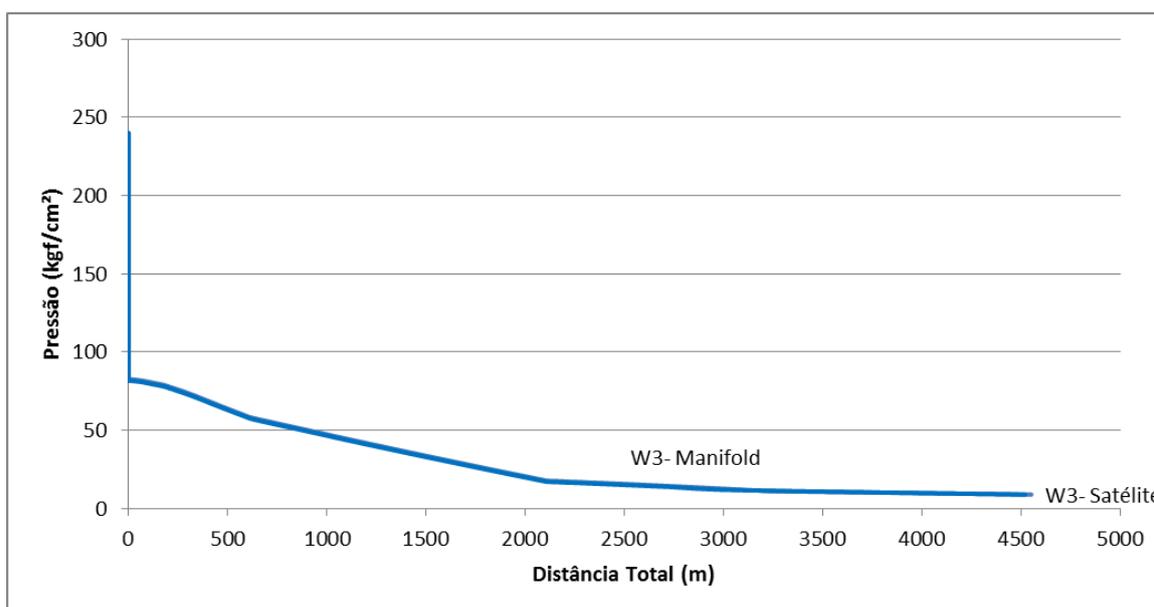


Figura 6.5 : Diferença da perda de carga no caso E1-C4

A Tabela 6.8 explicita numericamente a pequena variação entre as perdas de carga, em função da média das diferenças entre as perdas de carga, quando comparamos os poços sendo satélites e ligados ao *manifold* no cenário E1-C4. A média das diferenças entre as perdas de carga consiste no valor médio das variações percentuais da perda de carga, ponto a ponto ao longo do escoamento, no mesmo poço em dois cenários diferentes.

<i>Média da Diferença entre as Perdas de Carga</i>	
W2	2,64%
W3	1,29 %

Tabela 6.8 : Diferença entre as perdas de carga nos poços no cenário E1-C4

A Tabela 6.9 compara as vazões dos poços do cenário E1-C4, quando ligados ao *manifold* e quando são satélites.

	Vazão W3 (bbl/dia)	Vazão W2 (bbl/dia)
Poço Satélite	5083,0	5407,2
Poço Ligado ao Manifold	5051,1	5382,0
Diferença Percentual	-0,63%	-0,47%

Tabela 6.9 : Diferença entre as vazões de óleo nos poços no cenário E1-C4

Em outros cenários, houve uma queda considerável das vazões de óleo nos poços ligados ao *manifold*. Um exemplo pode ser observado na Figura 6.6, em que há uma grande diferença no gradiente de pressões entre o poço ligado ao *manifold* e quando este é ligado diretamente à plataforma.

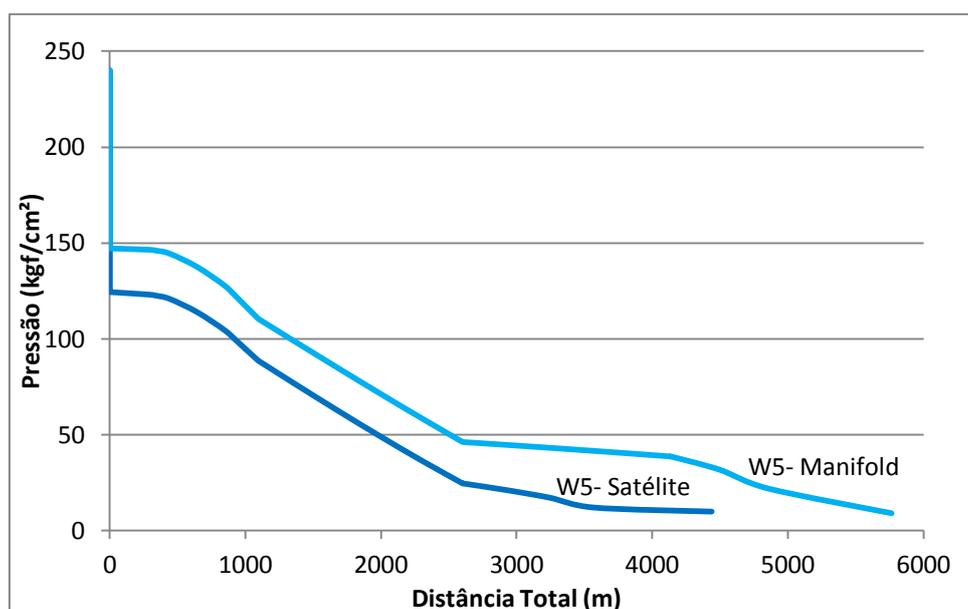


Figura 6.6 : Diferença da perda de carga no Caso E2-C4

Algumas razões podem ser citadas como as causas do cenário E1-C4 ter sido o mais vantajoso, dentre elas: a diferença entre as distâncias total percorrida nos poços deste cenário é mínima, na casa de 1%, quando comparado ao Cenário Base. Em contrapartida, no cenário com pior valor de VPL, o cenário E2-C4, ocorre um aumento de 30% da distância total, que pode ser observado para o poço W5 na Figura 6.6.

Este aumento da distância total percorrida pelo poço provoca a diminuição da vazão. Isto pode ser observado na Figura 6.7 na análise nodal realizada comparando o poço W5 quando satélite e ligado ao *manifold*.

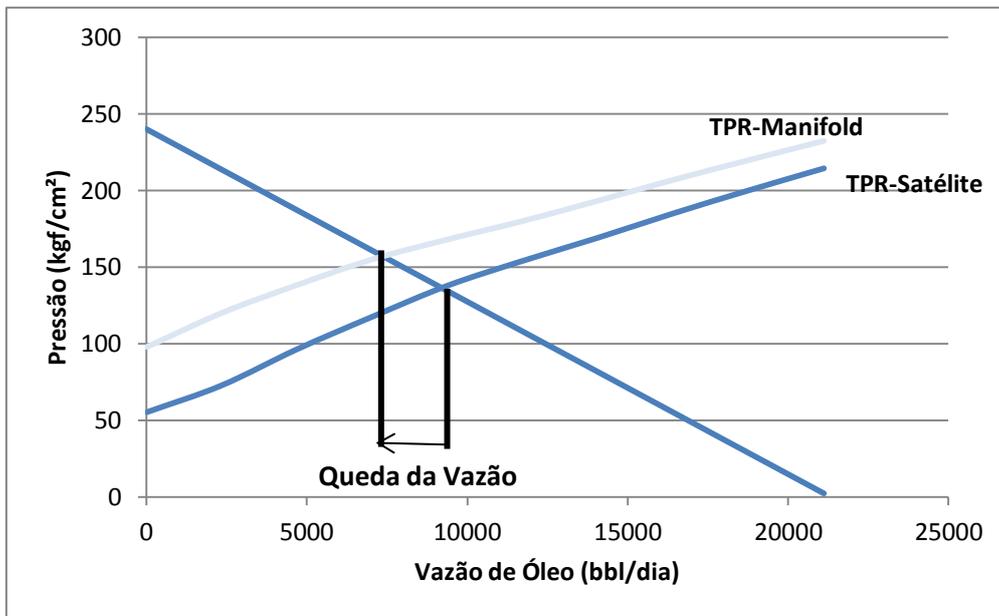


Figura 6.7: Diferença entre as vazões para o poço W5

Por último, podemos citar a diferença de diâmetro das linhas. Nos poços satélites as linhas são de seis polegadas, enquanto que nos *risers* que ligam os *manifolds* à plataforma são de oito polegadas. Esta mudança pode ter causado uma variação na produção total de óleo em determinados cenários, isto pode ser observado na Figura 6.8.

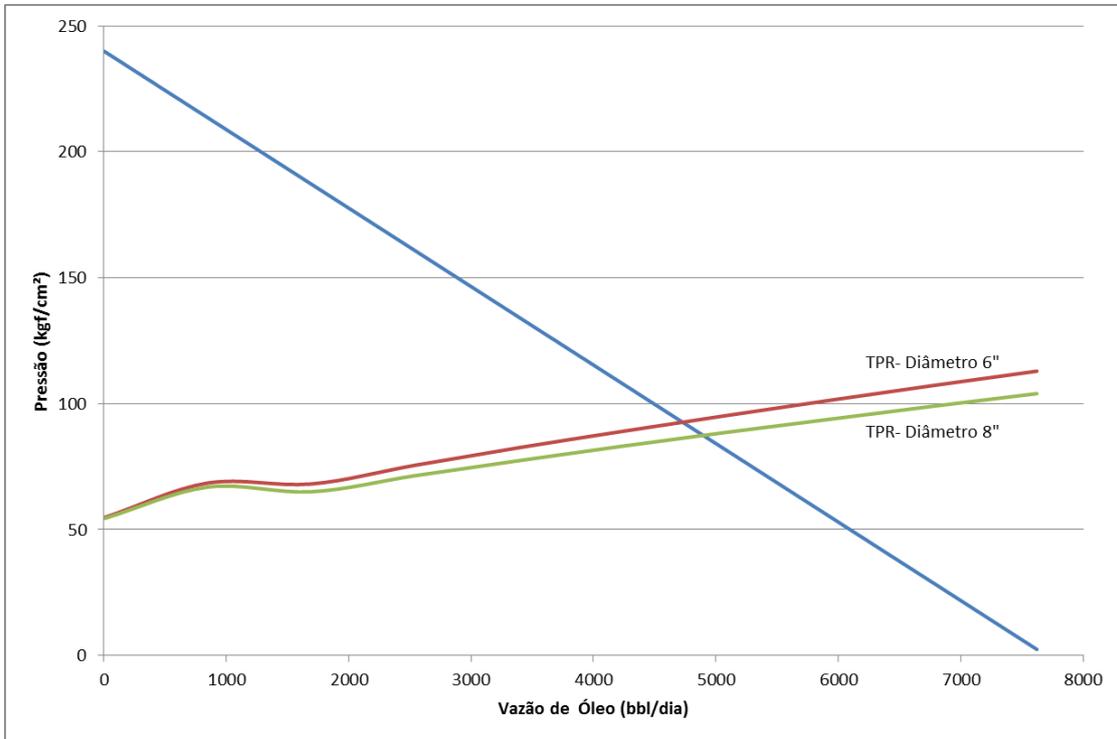


Figura 6.8: Variação da vazão de óleo em função do diâmetro da linha.

7 CONCLUSÃO

O início da exploração de petróleo em águas profundas e ultras profundas trouxe novas dificuldades na implementação dos projetos. Um dos problemas gerados pelas lâminas d'água cada dia maiores é o arranjo submarino. Além do alto custo com a tecnologia submarina de alto nível, a localização dos equipamentos passa a ser um campo que necessita de muito estudo.

Diversos estudos têm sido feitos com o objetivo de conciliar o aumento da produção, com a tecnologia disponível e a lucratividade na área de arranjo submarino de campos *offshore*. Com relação à alocação de *manifolds* submarinos, normalmente os poços a serem conectados são selecionados levando em consideração a localização geográfica dos poços e da plataforma. Entretanto, a proposta apresentada nesse trabalho procurou analisar um novo critério para a seleção dos poços.

Nos cenários avaliados nesse trabalho a redução percentual com o custo de linhas variou entre 5 e 31%. Atendo-se apenas aos custos de capital, mesmo para o estudo de caso 1 que utiliza apenas um *manifold*, essa redução não supre o custo com o(s) *manifold(s)*, porém este comportamento pode ser diferente quando aplicado a um campo com maiores dimensões. Entretanto, ao introduzir *manifold* no sistema, as condições de produção se modificam e influenciam a produção. Como mostrado nas discussões dos resultados, a produção tem relação direta com o VPL, ou seja, deve-se priorizar a maior produção possível. Dentre os casos analisados o com maior valor de VPL, o cenário E1-C4 foi o que obteve maior vazão de produção e este cenário foi selecionado de acordo com o critério do índice de produção.

Conclui-se que o critério de índice de produtividade pode gerar bons resultados, porém não se deve ater somente a esse critério uma vez que o critério de proximidade também pode apresentar bons resultados. Uma vez que, ao analisar os poços que foram conectados ao *manifold* do caso E1-C4, pode-se observar que estes também poderiam ser classificados pelo critério de proximidade.

8 BIBLIOGRAFIA

Bai Yong Subsea Structural Engineering Handbook [Livro]. - [s.l.] : GPP, 2010.

Beggs H. Dale e Brill James P. A Study of Two- Phase Flow in Inclined Pipes [Livro]. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineers, 1973.

Beggs H. Dale Production Optimazation Using Nodal Analysis [Livro]. - [s.l.] : OGCI and Petroskllis Publications, 2003.

Brill James P. e Beggs H. Dale Two- Phase Flow in Pipes [Livro]. - 1991.

Brill James P. e Mukherjee Hemanta Multiphase Flow in Wells [Livro]. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineers, 1999.

Carvalho M.C.A. e Pinto J.M. An MILP model and solution technique for the planning of infrastructure in offshore fields [Artigo] // Journal of Petroleum science and Engineering. - 2006. - Vol. 51.

Castiñeira Paula Panaro Otimização do Posicionamento de Manifolds Submarinos Através de Algoritmos Genéticos [Livro]. - 2014.

Clegg Joe Dunn Petroleum Engineering Handbook [Livro]. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineers, 2007.

Economides Michael J. Petroleum Production Systems [Livro]. - [s.l.] : Prentice Hall , 2009.

Fanchi Jonh R. Petroleum Engineering Handbook Volume I [Livro]. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineers, 2006.

Kartoatmodjo Trijana e Schmidt Zelemir New Correlations for Crude Oil Physical Properties [Livro]. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineers, 1991.

Oliveira Marcius Ferrari Duarte de Análise de Aplicações de um Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino na Produção de Petróleo [Livro]. - 2003.

Paula M.T.R., Labanca E.L. e Paulo C.A.S. Subsea Manifolds Desing Based on Life Cycle Cost [Livro]. - Houston : Offshore Technology Conference, 2001.

Rosa Adalberto José Engenharia de Reservatórios de Petróleo [Livro]. - [s.l.] : Interciência, 2006.

Rosa Vinicius Ramos Otimização em Localização de Plataformas de Produção [Livro]. - [s.l.] : COPPE/UFRJ, 2006.

Standing M. B. A General Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oil and Greases [Livro]. - 1947.

Vilella M. J.R. Análise do Comportamento da Temperatura em Sistemas de de Produção de Petróleo: Comparação entre Completação Seca e Molhada [Livro]. - Rio de Janeiro : Pontificia Universidade Católica, 2004.

Wang Yingying [et al.] A mathematical model for subsea wells partition on the arranjo of cluster manifolds [Artigo] // Applied Ocean Research. - 2012. - Vol. 36.