



## AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS DA APLICAÇÃO DE MANIFOLDS EM SISTEMAS DE COLETA OFFSHORE

Adyson Barboza Santos<sup>1</sup>; Alisson Moura Gomes<sup>2</sup>; Géssica Santos<sup>3</sup>;  
Luiz Fernando Dantas Andrade<sup>4</sup>; Flávio Gustavo Ribeiro Freitas<sup>5</sup>.

<sup>1</sup> Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Graduação em Engenharia de Petróleo -  
adysonbarbosa@hotmail.com

<sup>2</sup> Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Graduação em Engenharia de Petróleo -  
alissonmgomes@gmail.com

<sup>3</sup> Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Graduação em Engenharia de Petróleo -  
gessica.sants@gmail.com

<sup>4</sup> Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Graduação em Engenharia de Petróleo -  
luizfda@hotmail.com

<sup>5</sup> Universidade Federal de Sergipe, Núcleo de Graduação em Engenharia de Petróleo -  
flaviogus@hotmail.com

### RESUMO

A aplicação de *manifolds* submarinos é uma opção para compor o arranjo submarino de campos *offshore* de petróleo. A principal função dos *manifolds* é coletar a produção de diversos poços e enviar para a plataforma marítima ou distribuir os fluidos provenientes da UEP (Unidade Estacionária de Produção) para os poços de injeção ou como método de elevação artificial. A implantação de *manifolds* em sistema de coleta *offshore* possui vantagens técnicas, mas também existem algumas desvantagens associadas. O presente trabalho faz um levantamento dos impactos causados pela adoção de *manifolds* em sistemas submarinos de produção. Foram realizadas avaliações de transferência de calor (gradiente térmico), carregamentos impostos à plataforma pelo número de risers interligados, vazão dos poços de produção e custos associados com a implantação de um sistema com e sem *manifolds*. As análises indicaram que a instalação de *manifolds* é sensível a diversos parâmetros e, portanto, uma análise global é necessária para definir ou não pela aplicação deste equipamento no sistema de coleta. Por exemplo, demonstra-se que o uso de *manifolds* submarinos reduz a taxa de transferência de calor, reduz os carregamentos impostos pelos risers a UEP e aperfeiçoa o arranjo submarino, mas aspectos relacionados à confiabilidade do sistema, custos associados à implantação deste arranjo submarino e alterações na vazão dos poços produtores devem ser minuciosamente avaliados, pois são determinantes no estudo de viabilidade técnico e econômica de um projeto que considere a implantação de *manifolds* submarinos.

**Palavras-chave:** *Manifold* Submarino, Sistema Submarino de Produção, Arranjo Submarino, Plataforma Marítima de Produção.

### 1. INTRODUÇÃO

A indústria de petróleo no Brasil tem se desenvolvido muito nos últimos anos. O petróleo ocupa uma posição de destaque na matriz energética do Brasil, sendo, ainda a principal fonte de energia (DIAS & MENEHINI, 2011).

As recentes descobertas de grandes jazidas de petróleo no Brasil têm ocorrido em águas profundas e ultra-profundas (superior a 2000 m de lâmina de água). Nestes casos, o desenvolvimento da produção destes campos de petróleo contempla a instalação de plataformas



marítimas e de sistemas submarinos de coleta (CASTINEIRA, 2014).

Sistemas submarinos de coleta ou de produção são definidos como um conjunto de equipamentos e dutos destinados a viabilizar o escoamento do petróleo e gás dos poços até a UEP (Unidade Estacionária de Produção) (PIMENTEL, 2013).

Entre os principais equipamentos que compõem este sistema destacam-se: *manifolds* submarinos; dutos submarinos; ANM (Árvore de Natal Molhada); PLET (*Pipe Line End Termination*), PLEM (*Pipe Line End Manifold*), etc.

Os *manifolds* submarinos destacam-se por tratar-se de equipamento de impacto significativo no sistema de coleta. Quando este está presente no arranjo submarino, a interligação dos poços é feita com dutos conectando as ANMs ao *manifold* e este a UEP. Quando o referido equipamento não é aplicado no arranjo, a interligação é denominada do tipo satélite, ou seja, os poços se conectam diretamente a UEP exclusivamente por dutos.

Os *manifolds* submarinos tratam-se basicamente de um conjunto de tubos, válvulas e instrumentos de monitoração e controle montados sobre uma estrutura metálica, que tem como finalidade coletar o fluxo proveniente de diversos poços, reunindo em um único duto, ou distribuir o fluxo proveniente da UEP para vários poços de injeção ou como método de elevação artificial (LIMA, 2007). A Figura 1 ilustra um *manifold* submarino momentos antes de sua instalação.

A adoção de *manifolds* no arranjo submarino possui potencial para alterar parâmetros do escoamento (pressão e temperatura), projeto das plataformas, vazão dos poços de produção, *lay-out* submarino, etc. Ou seja, a decisão de instalar ou não este equipamento deve passar por um estudo de viabilidade técnico e econômico que avalie as vantagens e desvantagens associadas a

adoção de *manifolds* submarinos no sistema de coleta.



Figura 1: *Manifold* Submarino.

Fonte: LAI (2009)

Neste trabalho foram avaliados aspectos que influenciam na tomada de decisão quanto a instalação ou não de um *manifold* no sistema de coleta submarino. Análises de transferência de calor, carregamentos impostos pelos riser a UEP, custos de aquisição de linhas e do próprio manifold, aperfeiçoamento do arranjo submarino e alterações na vazão de produção dos poços, assim como possíveis antecipações de produção foram os principais aspectos avaliados.

### 1.1. Revisão bibliográfica

Os *manifolds* são formados por diversas subestruturas, cada qual com uma função específica. Pode-se citar, por exemplo, estruturas como a base, a sub-base, os módulos de controle, os módulos recuperáveis, as válvulas *chokes*, os módulos de conexão vertical (MCV), as válvulas de bloqueio, as tubulações, os mandris, os sensores e os conectores que fazem a integração do manifold aos demais equipamentos do arranjo submarino (CARVALHO, 2013).

Em regra, estas subestruturas compõem um *manifold* submarino, independente da função que este desempenha no sistema de coleta. Basicamente, estes equipamentos são classificados em *manifolds* de coleta, distribuição, misto e controle (LAI, 2009).



Os *manifolds* submarinos passaram por evoluções ao longo do tempo com a finalidade de se adequar ao cenário de produção vigente de cada época, além de mudanças com fins de aumentar a disponibilidade operacional dos mesmos. Os *manifolds* evoluíram, basicamente, com o objetivo de compensar problemas constatados em modelos anteriores (lições aprendidas). Por exemplo, equipamentos que causaram redução da disponibilidade operacional passaram a ser instalados no *manifold* em módulos recuperáveis, pois estes permitem o recolhimento para reparo na superfície quando necessário. Já, aqueles que possuíam uma elevada confiabilidade, permaneceram residentes (fixados) na estrutura do manifold, ou seja, não podem ser recolhidos para reparo na superfície. Nos modelos mais recentes são residentes apenas as válvulas de bloqueio e os sensores de pressão e temperatura dos coletores, sendo os demais elementos, em função de frequentes falhas, postos em módulos recuperáveis, possibilitando, desta maneira, o recolhimento e reparo na superfície sem a necessidade de interromper a operação do manifold em sua totalidade (RIBEIRO, 2008).

## 2. METODOLOGIA

As análises de transferência de calor foram realizadas aplicando a equação de resistência térmica (Lei de Ohm) conforme ilustrado na Equação 1.

$$q = \frac{\Delta T}{R_1 + R_2 + R_3} \quad [1]$$

Onde:

- q = taxa de transferência de calor.
- T = variação de temperatura.
- $R_1$  = resistência térmica a convecção do petróleo, definido pela Equação 2.

$$R_1 = \frac{1}{h_1 * 2 * \pi * r_1 * L} \quad [2]$$

- $R_2$  = resistência térmica a condução do aço, definido pela Equação 3.

$$R_2 = \ln(r_2/r_1)/(2 * \pi * k * L) \quad [3]$$

- $R_3$  = resistência térmica a convecção da água do mar, definido pela Equação 4.

$$R_3 = \frac{1}{h_2 * 2 * \pi * r_2 * L} \quad [4]$$

- $h_1$  = coeficiente convectivo do petróleo.
- $h_2$  = coeficiente convectivo da água do mar.
- $k_{aço}$  = condutividade do aço.
- $r_1$  = raio interno do duto.
- $r_2$  = raio externo do duto.
- L = comprimento do duto.

Nestes cálculos foram considerados que a transferência de calor é permanente e unidimensional, que a condutividade térmica do aço é constante, que a resistência térmica de contato na interface é desprezível e que os dutos são do tipo rígido.

A Equação 5 foi aplicada para calcular as cargas impostas sobre a plataforma pelos *risers* interligados a mesma.

$$Carga = P * LDA * F_C * g * F_{AD} \quad [5]$$

Onde:

- P = peso linear.
- LDA = lâmina d'água.
- $F_C$  = fator de catenária.
- g = aceleração da gravidade.
- $F_{AD}$  = fator de amplificação dinâmica

Neste cálculo admitiu-se um ângulo de catenária de 7° dos *risers* flexíveis para cálculo do fator de catenária ( $F_C$ ).

Curvas de pressão disponível *versus* pressão necessária foram aplicadas no cálculo da vazão de produção de poços produzindo direto para a plataforma (satélites) e poços produzindo através de *manifolds*. As curvas de pressão





disponível foram obtidas através do modelo de Vogel, conforme apresentado na Equação 6.

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \quad [6]$$

Onde:

- q = vazão de óleo;
- $q_{max}$  = vazão máxima de óleo p/  $P_{wf} = 0$ ;
- $P_{wf}$  = pressão de fundo do poço;
- $P_e$  = pressão estática do reservatório.

As curvas de pressão necessária consideraram a pressão do vaso separador da plataforma, a pressão hidrostática exercida pelo petróleo sobre os canhoneados e perda de carga associada com o escoamento pelos dutos e *manifold*. A Equação 7 explicita a expressão de cálculo da pressão necessária, enquanto a equação 8 demonstra a equação de cálculo da perda de carga.

$$P_{necessário} = P_h + L_{wf} + P_{vs} \quad [7]$$

Onde:

- $P_h$  = pressão hidrostática;
- $L_{wf}$  = perda de carga nas tubulações e equipamentos;
- $P_{vs}$  = pressão no vaso separador.

$$L_{wf} = \frac{f_D * L * v^2 * \rho}{2 * D} \quad [8]$$

Onde:

- $f_D$  = fator de atrito;
- L = comprimento da tubulação e equivalente de equipamentos;
- v = velocidade do escoamento;
- $\rho$  = densidade do petróleo;
- D = diâmetro interno da tubulação.

Nestes cálculos considerou-se que o escoamento monofásico e que a correlação de Blasius é válida para determinar o fator de atrito para obter a perda de carga. O propósito destes cálculos é apenas explicitar a influência de alguns parâmetros na vazão de

produção em sistemas com e sem *manifolds*. A determinação da vazão de produção envolve a aplicação de modelos de escoamento multifásicos e teoremas para cálculo de perdas de cargas nestas condições, algo que não está no escopo deste trabalho.

As análises econômicas avaliaram basicamente os custos associados com a aquisição de linhas e umbilicais submarinos, do próprio *manifold* e ganhos associados com possíveis antecipações de produção.

Os dados para a análise dos custos associados com a aquisição de linhas e UEHs submarinos e do *manifold* foram estimados com base em citações de jornais e revistas nacionais e internacionais e podem não refletir exatamente a realidade. O objetivo é única e exclusivamente avaliar os impactos destes aspectos na tomada de decisão. Quanto as análises de possíveis antecipações de produção, foram considerados nestes cálculos o preço de US\$ 46,00 para o barril de petróleo.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A implantação de *manifolds* submarinos em sistemas de coleta *offshore* introduz algumas vantagens no sistema coleta, mas também algumas desvantagens. A análise criteriosa dos aspectos abordados neste trabalho é preponderante para nortear a decisão de adotar ou não o referido equipamento no arranjo submarino.

#### 3.1. Disponibilidade do sistema de produção

A aplicação de *manifolds* no arranjo submarino insere no sistema um novo equipamento, o que por si só é mais um elemento que está susceptível a falhas operacionais e, conseqüentemente, contribuirá para reduzir a disponibilidade do sistema como um todo. No entanto, no intuito de elevar a disponibilidade



operacional do sistema submarino com *manifolds* instalados, estes equipamentos passaram a aplicar em seus projetos o conceito de modularização.

Basicamente, a modularização consiste simplesmente em colocar os elementos mais críticos do *manifold* (ou seja, sujeitos a uma maior taxa de falhas) em módulos recuperáveis que permitam a sua recuperação para manutenção na superfície. Outro conceito importante é que os módulos não estão atrelados a todos os poços do *manifold* e, portanto, a indisponibilidade de um módulo não interrompe a produção total do *manifold*.

Assim, a utilização de módulos recuperáveis associados a disponibilidade de embarcações de recolhimento e instalação e de política de sobressalentes para manutenção destes componentes contribui para elevar a disponibilidade operacional de sistemas com *manifolds* submarinos a níveis semelhantes aqueles com apenas poços satélites.

### 3.2. Garantia de escoamento (Temperatura)

Sistemas submarinos com poços satélites apenas estão sujeitos a problemas relacionados com garantia de escoamento como hidratos, parafinas e incrustações. Estes problemas estão comumente relacionados a temperatura e pressão (condições termodinâmicas) e podem bloquear tanto parcialmente quanto completamente uma linha de produção de petróleo.

O *manifold* reúne a produção de vários poços e através de um único duto (coletor) encaminha a respectiva produção para a plataforma. A taxa de transferência de calor através do duto coletor é consideravelmente menor quando comparada com a taxa dos poços satélites e, portanto, o resultado é um gradiente de temperatura (perda de calor) menor ao longo do comprimento do duto coletor. Isto significa que o petróleo escoado chega a plataforma com uma

temperatura superior aos sistemas em que os poços estão interligados direto. Esta modificação no perfil de temperatura ao longo do comprimento do duto acarreta:

- Menor viscosidade do fluido - o aumento da temperatura reduz as perdas por fricção, fazendo com que o escoamento flua com menor perda de carga.
- Redução da deposição de parafinas - aumentando a temperatura no interior da linha minimiza o processo de deposição de parafinas, reduzindo desta forma a frequência de operações de limpeza mecânica nas linhas de produção (passagem de PIGs).
- Menores riscos de formação de hidratos - no sistema de produção de petróleo a formação de hidratos está associada, geralmente, as paradas de produção. Como o duto de coleta de um *manifold* possui uma temperatura de escoamento maior, este demandará tempo superior para o resfriamento dos fluidos em seu interior, reduzindo, conseqüentemente, os riscos de formação de hidratos.

Para comprovar que o gradiente térmico (perda de calor) de um sistema com *manifolds* é menor, aplicou-se os conceitos de transferência de calor em dutos circulares. Para os cálculos realizados foram considerados os dados apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Dados para cálculo da taxa de transferência de calor.

Parâmetro	Valor
Temperatura óleo	70° C
Temperatura água	4° C
Diâmetro do duto	4"
Espessura	20 mm
Coef. Convectivo (h) do óleo	250 W/m <sup>2</sup>
Coef. Convectivo (h) da água	150 W/m <sup>2</sup>



Condutividade	60 W/m°C
---------------	----------

Para o caso de um campo *offshore* de petróleo que opera com quatro poços produtores ligados diretamente a UEP com linhas rígidas de aço de 6" de diâmetro interno e 20 mm de espessura de parede (Figura 2), constatou-se que o somatório da perda calor da produção dos quatro poços é de 12,5 kW/m.

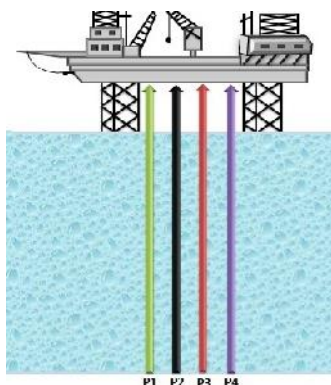


Figura 2: Desenho esquemático de poços satélites interligados a uma UEP.

Já para o caso de um *manifold* de produção, onde estes mesmos quatro poços estariam interligados a este equipamento (Figura 3), a perda de calor seria de 6,2 kW/m. Neste caso, as quatro linhas de produção de 6" foram substituídas por uma única linha de 12" de diâmetro e espessura de parede de 40 mm.

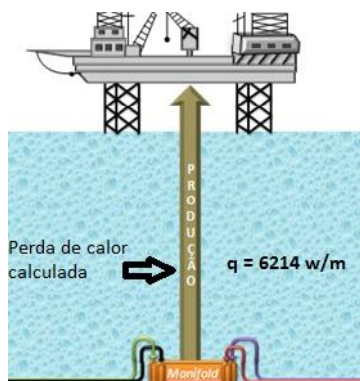


Figura 3. Desenho esquemático de poços interligados por *manifold* de produção.

Em sistemas com manifolds, há uma maior conservação de calor e, portanto, contribui para reduzir os riscos de

formação de hidratos, parafinas e incrustações conforme já explicitado.

### 3.3. Número de *risers* interligados (carregamentos e espaço)

Projetos de sistemas submarinos podem apresentar certas restrições ou limitações quanto a carga máxima suportada pela plataforma e o número máximo de suportes para conexão de *risers*. A redução do número de dutos que chega até a unidade de produção é um fator preponderante para aquisição de *manifolds*.

Em uma unidade do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) *turret*, o uso de manifolds está atrelado, geralmente, por implicações de espaço. Com o objetivo de permitir a livre rotação da plataforma, de forma que ela possa se alinhar com as forças meteoceanográficas atuantes, os *risers* de linhas flexíveis e de umbilicais são conectados através do *turret*. A principal desvantagem deste tipo de embarcação é a falta de espaço para instalação de um elevado número de linhas, como pode ser observado na Figura 4.



Figura 4: Turrete de uma unidade do tipo FPSO.

Fonte: RIBEIRO (2008)

Já em unidades do tipo SS (Semi-Submersíveis), o uso de manifolds está associado a problemas relacionados com a carga que os *risers* impõem sobre a plataforma. O equilíbrio da embarcação é resultante das forças atuantes sobre ela:





peso e empuxo. Quanto maior o número de *risers*, maiores os esforços atuantes sobre a plataforma e, conseqüentemente, mais robusto terá que ser o projeto desta para resistir a estes carregamentos.

Foram realizados cálculos para mostrar a redução dos carregamentos impostos pelos *risers* sobre a plataforma sem e com um *manifold* instalado. Os dados utilizados nos cálculos estão contidos na Tabela 2.

Tabela 2: Dados para cálculo dos carregamentos impostos pelos *risers*.

Parâmetros	Valor
Linhas de produção (4") Umbilicais	25 Kg/m 18 kg/m
Linhas de serviço (4")	25 kg/m
Linhas de serviço (12")	75 kg/m
LDA	2000 m
F <sub>C</sub>	1,1
F <sub>AD</sub>	1,15

Considerando uma unidade flutuante que possui seis poços produtores satélites, cujo método de elevação artificial é o gas-lift, as cargas atuantes única e exclusivamente pelo peso dos risers são da ordem de 13.200 kN. Neste cálculo considerou-se seis risers de produção de 4", seis risers de serviço de 4" e seis UEHs de 9 3/8" + 3 1/2" + CE.

Quando considera-se a aplicação de um *manifold* de gas-lift nesta unidade, onde todas as linhas de serviço estariam conectadas no *manifold*, os esforços sobre a plataforma seriam da ordem de 10.700 kN. Neste caso, as seis linhas de serviço de 4" são substituídas por uma única linha de serviço de 10" interligando o *manifold* a plataforma. Verifica-se, portanto, uma redução de 20% nos carregamentos aplicados pelos risers sobre a plataforma pela aplicação de um único *manifold* de gas-lift.

### 3.4. Vazão de produção dos poços

Os *manifolds* coletam a produção de vários poços, os quais podem apresentar

características diferentes como: vazão, temperatura, pressão, viscosidade, etc. Um poço satélite produz diretamente para a UEP e, portanto, a produção deste não é influenciada por outros poços. Já nos sistemas com *manifolds*, a produção de cada poço é reunida no referido equipamento e encaminhada para a UEP. Neste caso, o *manifold* exercerá influência na vazão de produção dos poços, cujas conseqüências dependerão da perda de carga associada ao duto coletor e do próprio *manifold*, assim como da localização do equipamento em relação aos poços produtores.

Para avaliar os impactos na produção de um sistema com e sem *manifolds*, foram realizados cálculos para averiguar as perdas ou ganhos associados. A Tabela 3 e 4 apresenta os parâmetros para o referido cálculo.

Tabela 3: Parâmetros para cálculo da vazão de produção dos poços.

Poço	Pe (bar)	Qmáx (m <sup>3</sup> /d)
01	340	6.478
02	306	5.830
03	275	5.247
04	248	4.722

Tabela 4: Parâmetros complementares para cálculo da vazão de produção.

Parâmetro	Valor
Pressão Vaso Separador	10 bar
LDA Poços	1.000 m
Profundidade - Reservatório	1.000 m
Comprimento Linhas Flexíveis	4.000 m
Diâmetro Linhas Flexíveis	4"
Diâmetro Duto Coletor	7"

Considerando um campo de produção de petróleo com quatro poços produtores satélites e com linhas flexíveis com 4" de diâmetro interno verifica-se que a vazão total de produção é de 7.246 m<sup>3</sup>/dia.

Já com a implantação de um *manifold*, o qual foi instalado a uma distância de 1.000 metros de cada poço



produtor e cujo duto coletor possui 7" de diâmetro interno, constatou-se uma produção de 7.198 m<sup>3</sup>/dia, ou seja, uma redução da vazão de 0,67%. Registra-se que para o caso em questão considerou-se um comprimento adicional de linhas flexíveis para interligação dos poços ao *manifold* e uma perda de carga associada a válvulas, curvas e alterações de seções existentes no próprio *manifold*.

Destaca-se que a perda de carga do sistema é um fator preponderante para o cálculo da vazão de produção e, portanto, alterações na metodologia de cálculo da perda de carga ou alterações de parâmetros de projeto que visem a adoção de elementos e técnicas no intuito de alterar a perda de carga do *manifold* podem levar a resultados diferentes. Ou seja, a instalação de um *manifold* no arranjo submarino pode resultar em perdas ou ganhos de produção de acordo com as análises realizadas.

### 3.5. Antecipação da produção

A utilização de *manifolds* no arranjo submarino torna possível a interligação dos poços a este equipamento mesmo antes da chegada da unidade de produção à locação. Após a ligação do *manifold* com a UEP, todos os poços já estarão conectados, permitindo assim o início simultâneo da produção de todos os poços, ao invés da partida de cada poço em série após a sua interligação pelas embarcações de instalação de linhas.

Em um arranjo de 8 poços satélites, considerando que o tempo entre a interligação de um poço e o próximo é de 5 dias e que a vazão de produção destes é semelhante, o atraso na produção pode chegar a um total 140 dias de produção multiplicados pela vazão de um único poço. A Tabela 5 mostra o cálculo do atraso da produção quando os poços são interligados satélites a plataforma.

Expressando este número (140 dias) em termos financeiros, a instalação de *manifolds*, neste caso, resultaria em uma

antecipação de receitas brutas de aproximadamente US\$ 19,3 milhões. Valor significativo para os primeiros meses de operação de uma plataforma a qual está recuperando os altos investimentos alocados no projeto do sistema de coleta. Nestes cálculos considerou-se que a produção média dos poços é de e 3.000 bpd e que o preço do barril é de US\$ 46,00.

Tabela 5: Dias de atraso na produção

Sequência	Atraso (dias)
1°poço - 2°poço	5
2°poço - 3°poço	10
3°poço - 4°poço	15
4°poço - 5°poço	20
5°poço - 6°poço	25
6°poço - 7°poço	30
7°poço - 8°poço	35
Total	140

### 3.6. Custos de aquisição do sistema de coleta (linhas e *manifold*)

A vazão de produção não é linearmente proporcional ao diâmetro. Portanto, com a implantação de *manifolds* no sistema de coleta, pode-se substituir os dutos de diâmetros menores que interligam os poços ao *manifold* por apenas um único duto de diâmetro maior interligando o *manifold* a plataforma. Por exemplo, seis dutos de 4" podem ser substituídos por um de 10". Tal medida contribui para a redução de custos com *flowlines* e *risers*. A economia torna-se mais significativa se a distância entre o *manifold* e a UEP for maior e a distância entre os poços e o *manifold* for reduzida.

Considerando os custos estimados da Tabela 6 foi realizada uma simples análise econômica de um projeto com e sem a implantação de *manifolds* submarinos.

Considerando que o arranjo submarino possui seis poços satélites interligados e que o comprimento das linhas de produção (4"), serviço (4") e





UEHs (9x3/8"+3x1/2"+CE) que conectam cada poço a UEP é de 4.000 m cada, o comprimento total de linhas e UEHs necessário para este cenário é da ordem de 72.000 m com um custo equivalente de US\$ 168 milhões (estimado).

Tabela 6: Custos de aquisição de linhas flexíveis, UEHs e *manifolds* submarinos (dados estimados).

Componentes do Arranjo Submarino	Custo (US\$/m)
Linha de produção 4"	2.000,00
Linha de serviço 4"	2.000,00
UEH 9x3/8"+3x1/2"+CE	3.000,00
Linha de produção 10"	6.000,00
Linhas de serviço 10"	6.000,00
UEH 4x3/8"+6x1/2"+CE	3.000,00
<i>Manifold</i> (unidade)	40 milhões

Já com a implantação de um *manifold* misto (produção, distribuição e controle), o qual foi instalado a uma distância de 1.000 metros de cada poço produtor e 3.000 metros da plataforma; e cujo duto coletor de produção e distribuidor de serviço possuem ambos 10" de diâmetro interno e cuja configuração do UEH é 4x3/8"+6x1/2"+CE, o comprimento total de linhas e UEHs necessário para este cenário é da ordem de 27.000 m com um custo equivalente de US\$ 127 milhões (estimado).

Considerando os custos de aquisição e instalação do *manifold* (US\$ 40 milhões), do ponto de vista econômico os custos associados com sistemas satélites e com *manifolds* seriam semelhantes. Neste caso prevaleceria as vantagens técnicas que cada sistema oferece.

Ressalta-se que a referida conclusão é função dos custos aqui estimados e que alterações nos referidos valores podem resultar em resultados diferentes do aqui exposto. Os objetivos deste cálculo é demonstrar, apenas, que a decisão de se aplicar *manifolds* ou não passa por uma avaliação não só técnica, mas econômica também.

### 3.7. Arranjo submarino

Conforme demonstrado, a aplicação de *manifolds* reduz significativamente o comprimento de linhas e UEHs necessários para interligação dos poços (no exemplo do item 3.6 a redução foi superior a 60%). Esta redução permite otimizar o arranjo submarino, descongestionando o leito marinho em torno da unidade de produção (UEP).

### 3.8. Comentários adicionais

De acordo com os parâmetros analisados, verificou-se que os principais aspectos negativos da aplicação de *manifolds* submarinos estão relacionados a sua disponibilidade operacional e possível redução da vazão total de produção dos poços interligados ao mesmo. Quanto a disponibilidade operacional, o conceito de modularização tem aumentado significativamente a disponibilidade operacional. Já quanto a possibilidade de impactos na vazão de produção dos poços, uma maneira de eliminar este risco é aplicar no arranjo submarino *manifolds* de gas-lift ou de controle (UEH), mantendo as linhas de produção interligadas diretamente a plataforma (satélite).

A P-52, unidade de produção do tipo SS instalada no campo de Roncador, é um exemplo de sistema de coleta que implantou *manifolds* submarinos de gas-lift com modularização dos seus sistemas críticos.

## 4. CONCLUSÕES

A instalação de *manifolds* em sistemas de coleta *offshore* introduz algumas vantagens, mas existem também algumas desvantagens associadas quando se compara com sistemas satélites de produção.

A disponibilidade de sistemas com *manifolds* tende a ser inferior que



sistemas satélites, causando maiores comprometimentos a produção do campo. Porém, o conceito de modularização está contribuindo para elevar a disponibilidade operacional deste equipamento.

A implantação de *manifolds* diminui o comprimento de linhas e UEHs, o que contribui para redução de custos do projeto, mas, em contrapartida, o *manifold* é equipamento de custo elevado e, portanto, apenas através de uma análise econômica é que se determinará se o projeto é ou não viável economicamente.

Por outro lado, a instalação de *manifolds* reduz o número de *risers* interligados a plataforma, o que contribui para diminuir os carregamentos impostos à plataforma pelas linhas submarinas. Este fato também possibilita aumentar a produção de petróleo em unidades com limitações para interligação de *risers*, caso de FPSOs do tipo *turret*. Outra característica que merece destaque é o descongestionamento do leito marinho nas áreas adjacentes da UEP.

Ao reunir a produção de vários poços em uma única tubulação, a taxa de transferência de calor é menor, reduzindo desta maneira os riscos de formação de parafinas e hidratos.

Outro aspecto que deve ser considerado são possíveis alterações na vazão dos poços produtores interligados ao *manifold*, pois a depender da perda de carga do sistema, podem ocorrer ganhos ou perdas de produção quando comparado com sistemas satélites.

Uma opção interessante para contornar impactos na vazão de produção é aplicar apenas *manifolds* de *gas-lift* ou de controle no arranjo submarino, mantendo as linhas de produção interligadas diretamente a UEP (satélites).

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CARVALHO, L. F. S. G., **Análise Estrutural de Manifolds em Condição de Içamento**. Monografia – Departamento de Engenharia Naval e Oceânica.

Universidade Federal Da Bahia, Bahia-BA, Brasil, 2013.

CASTINEIRA, P. P., **Otimização do Posicionamento de Manifolds Submarinos através Algarismos Genéticos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, Brasil, 2014.

DIAS, R. O. ; MENEGHINI, J. R., **Experimentos para Análises dos Campos de Velocidade e Vorticidade no Escoamento ao Redor de Modelos de Manifolds**. V Semana de Engenharia Offshore – Escola Politécnica de São Paulo, São Paulo-SP, Brasil, 2011.

LAI, H.S., **Análise Estática de Fundação Rasa Em Argila Para Manifolds Submarinos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Oceânica)- COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, Brasil, 2009.

LIMA, H. F., **Metodologia para a tomada de decisão no projeto de sistemas submarinos de produção de óleo e gás**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Oceânica)- COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, Brasil, 2007.

PIMENTEL, J. C., **Alteração da Topologia de REDE CONTROLNETTM PARA ETHERNET/IPTM para a Estação de Controle Mestre de um Sistema de Produção Submarino**. Dissertação (Mestrado em Automação Industrial) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba - PR, Brasil, 2013

RIBEIRO, M.L., **Concepção de Manifolds Submarinos para Lançamento Pendular em Águas Ultra Profundas**. Tese (Doutorado em Engenharia Oceânica) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, Brasil, 2008.