



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  

---

Escola Politécnica

## ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA SUBMARINO SUBSEA TO SHORE ASSOCIADO AOS CAMPOS DO PRÉ-SAL

Felipe Jonathan da Silva Bispo

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.

Orientador: Ilson Paranhos Pasqualino

Rio de Janeiro  
Setembro de 2016

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA SUBMARINO SUBSEA TO  
SHORE ASSOCIADO AOS CAMPOS DO PRÉ-SAL

Felipe Jonathan da Silva Bispo

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  
À OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinada por:

---

Prof. Ilson Paranhos Pasqualino, D.Sc.

---

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

---

Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
SETEMBRO, 2016

Bispo, Felipe Jonathan da Silva

Análise Técnico-econômica de um Sistema Submarino Subsea to Shore Associado aos Campos do Pré-sal/ Felipe Jonathan da Silva Bispo, - Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2016.

XV, 92 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Ilson Paranhos Pasqualino

Projeto de Graduação - UFRJ/ POLI/ Engenharia de Petróleo, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 83.

1. Sistema submarino. 2. Subsea to shore. 3. Pré-sal. 4. Análise técnico-econômica. I. Pasqualino, Ilson Paranhos. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Engenharia de Petróleo. III. Título.

Àqueles que contribuíram, de alguma forma, à minha formação.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao D.Sc. Ilson Paranhos Pasqualino pela paciência e ajuda fundamentais à elaboração deste trabalho.

Ao PRH-21 (Programa de Ensino: Economia, Planejamento Energético e Engenharia de Produção na Indústria do Petróleo), programa do qual fiz parte e cujo resultado final é o presente trabalho, e à Petrobras pelo financiamento da bolsa e por fornecerem toda a estrutura para que fosse possível realizar um projeto acadêmico com excelência.

Ao D.Sc. Virgílio José Martins Ferreira Filho pela maestria na administração do PRH-21 e aos colegas que me acompanharam durante a graduação, compartilhando angústias, alegrias e conhecimento.

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

## ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA SUBMARINO SUBSEA TO SHORE ASSOCIADO AOS CAMPOS DO PRÉ-SAL

Felipe Jonathan da Silva Bispo

Setembro/2016

Orientador: Ilson Paranhos Pasqualino

Curso: Engenharia de Petróleo

Este projeto apresenta um estudo referente à análise técnico-econômica de um sistema submarino *subsea to shore* associado aos Campos de Mexilhão, Lula e Sapinhoá (esses dois últimos localizados no Pré-sal). Assim, o estudo é pautado na comparação entre a exploração desses campos através de um sistema convencional com plataforma e o sistema com exportação direta à costa. Mediante as análises técnicas, verificou-se a viabilidade de aplicação deste tipo de conceito ao se empregar duas redes distintas de escoamento envolvendo os três campos. No entanto, limitações técnicas quanto ao emprego de equipamentos submarinos (separadores, bombas e compressores) em grandes lâminas d'água e distâncias à costa foram determinantes para uma queda na produtividade desses campos em comparação ao cenário convencional. Apesar da queda de produção, a diminuição dos custos devido à eliminação das plataformas garantiu a rentabilidade do sistema *subsea to shore* proposto, que foi superior à rentabilidade obtida no cenário original.

Palavras chave: sistema submarino, *subsea to shore*, pré-sal, análise técnico-econômica.

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

## TECHNICAL-ECONOMICAL ANALYSIS OF AN EXPLOITATION SCENARIO EMPLOYING THE SUBSEA TO SHORE CONCEPT ASSOCIATED TO PRE- SALT FIELDS

Felipe Jonathan da Silva Bispo

September/2016

Advisor: Ilson Paranhos Pasqualino

Course: Petroleum Engineering

This project presents a study regarding the technical and economic analysis of a submarine subsea to shore system associated with Mexilhão, Lula and Sapinhoá Fields (these last two located in the Pre-salt). Thus, the study is based on the comparison between the exploitation of these fields through a conventional platform system and the direct export to shore system. Through technical analysis, the usage feasibility of this type of concept to employ two separate flow networks involving the three fields was verified. However, technical limitations on the use of underwater equipment (separators, pumps and compressors) in great water depths and distances to the coast were crucial to a drop in productivity of these fields compared to the conventional scenario. Despite the production decrease, the reduction of costs due to the elimination of platforms ensured the profitability of the proposed subsea to shore system, which was higher than the yield obtained in the original scenario.

Keywords: subsea system, *subsea to shore*, pre-salt, technical-economic analysis.

## SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	x
LISTA DE TABELAS.....	xii
LISTA DE GRÁFICOS.....	xv
1. INTRODUÇÃO.....	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	3
2.1. COMPONENTES DO SISTEMA SUBMARINO.....	3
2.1.1. CABEÇA DE POÇO ( <i>WELLHEAD</i> ).....	3
2.1.2. ÁRVORE DE NATAL MOLHADA ( <i>ANM</i> ).....	3
2.1.3. MANIFOLD.....	6
2.1.4. DUTOS SUBMARINOS.....	7
2.1.5. UMBILICAIS.....	8
2.2. DEFINIÇÃO DO SISTEMA SUBMARINO.....	9
2.2.1. TIPO DE DESENVOLVIMENTO SUBMARINO.....	9
2.2.2. ARRANJOS SUBMARINOS.....	11
2.2.3. MÉTODOS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL.....	12
2.2.4. PROCESSAMENTO SUBMARINO.....	15
2.3. O CENÁRIO SUBSEA TO SHORE.....	15
2.3.1. GARGALOS TECNOLÓGICOS.....	16
2.3.2. SUBSEA TO SHORE NO MUNDO.....	17
2.3.3. O CAMPO DE ORMEN LANGE.....	19
3. METODOLOGIA.....	22
3.1. O CAMPO DE MEXILHÃO.....	22
3.1.1. OS POÇOS PRODUTORES.....	26
3.1.2. O SISTEMA SUBMARINO.....	26
3.1.3. GASODUTOS LULA-MEXILHÃO E URUGUÁ-MEXILHÃO.....	29
3.1.4. RESTRIÇÕES DE ESCOAMENTO.....	30
3.2. O PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS.....	31
3.2.1. OS POÇOS PRODUTORES E INJETORES.....	33
3.2.2. O SISTEMA SUBMARINO.....	34
3.2.3. PROCESSAMENTO DOS FLUIDOS.....	36
3.3. SIMPLIFICAÇÕES E CONSIDERAÇÕES.....	37
3.3.1. SEPARAÇÃO SUBMARINA.....	37
3.3.2. POÇOS INJETORES.....	37
3.3.3. FLOWLINES DE PRODUÇÃO E INJEÇÃO.....	37

3.3.4.	LINHAS DE EXPORTAÇÃO .....	38
3.3.5.	MODELO DE COMPLETAÇÃO E CORRELAÇÕES .....	38
3.3.6.	CONDIÇÕES DE CONTORNO .....	39
3.3.7.	MODELAGEM DO ESCOAMENTO MULTIFÁSICO .....	39
3.3.8.	O PILOTO DE LULA.....	39
4.	RESULTADOS: ANÁLISE TÉCNICA .....	40
4.1.	CAMPO DE MEXILHÃO.....	40
4.1.1.	PRESSÃO A 10 KPSI .....	41
4.1.2.	COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS.....	44
4.1.3.	PROCESSAMENTO SUBMARINO .....	45
4.2.	PRÉ-SAL.....	49
4.2.1.	LULA NE.....	50
4.2.2.	LULA .....	54
4.2.3.	CERNAMBI .....	56
4.2.4.	SAPINHOÁ.....	60
4.2.5.	TODOS AS ÁREAS DO PRÉ-SAL .....	62
4.2.6.	ALTERNATIVAS .....	66
5.	RESULTADOS: ANÁLISE ECONÔMICA .....	69
5.1.	DESCRIÇÃO DO SISTEMA SUBMARINO.....	70
5.2.	RESULTADOS DO QUE\$TOR .....	71
6.	CONCLUSÕES.....	82
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83
	ANEXO A.....	87

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Modelo de Árvore de Natal Molhada usada no Campo de Lula .....	4
Figura 2 - Diagrama simplificado das principais válvulas de uma ANM .....	4
Figura 3 - (a) Ilustração da ANMV e (b) Linhas de fluxo da ANMV .....	5
Figura 4 - (a) Ilustração da ANMV e (b) Linhas de fluxo da ANMV .....	5
Figura 5 - <i>Manifold</i> de produção empregado no Campo de Roncador .....	6
Figura 6 - Arranjo submarino sem <i>manifold</i> : destaque à extensão das linhas .....	7
Figura 7 - Arranjo submarino com <i>manifold</i> : destaque à economia de linhas .....	7
Figura 8 - Sistema submarino de produção evidenciando os tipos de dutos .....	8
Figura 9 - Seção de um umbilical eletro-hidráulico .....	9
Figura 10 - Desenvolvimento <i>tie-back</i> de um novo campo.....	9
Figura 11 - Desenvolvimento <i>stand-alone</i> de um novo campo .....	10
Figura 12 - Sistema submarino com poços satélites e <i>cluster</i> .....	12
Figura 13 - Poço operado com <i>gas lift</i> contínuo .....	13
Figura 14 - Poço equipado com uma bomba centrífuga submersa.....	14
Figura 15 - Poço equipado com uma bomba de cavidades progressivas.....	14
Figura 16 - Desenvolvimento submarino de Laggan-Tormote, UK.....	16
Figura 17 - Evolução do sistema <i>subsea to shore</i> no mundo .....	18
Figura 18 - Ilustração do sistema produtivo de Snohvit .....	18
Figura 19 - Ilustração do sistema submarino do campo de Ormen Lange .....	19
Figura 20 - Desenvolvimento inicial do campo de Ormen Lange .....	20
Figura 21 - Desenvolvimento futuro do campo de Ormen Lange.....	20
Figura 22 - Ilustração da válvula de dosagem de MEG .....	21
Figura 23 - Localização do Campo de Mexilhão .....	23
Figura 24 - Ilustração do desenvolvimento do Campo de Mexilhão .....	24
Figura 25 - Localização da UEP, dos poços e do gasoduto de Mexilhão.....	25
Figura 26 - Ilustração do desenvolvimento do Campo de Mexilhão .....	25

Figura 27 - Ilustração do poço de Mexilhão após instalação da coluna.....	26
Figura 28 - Gasodutos que compõem a malha de escoamento de gás à UTGCA. ....	29
Figura 29 - Distribuição dos reservatórios do Pré-sal na costa brasileira .....	31
Figura 30 - Perfil térmico dos fluidos produzidos nos poços do Pré-sal.....	33
Figura 31 - Rede de escoamento de gás do Pré-sal .....	35
Figura 32 - Ilustração do sistema submarino <i>subsea to shore</i> de Mexilhão .....	40
Figura 33 - Ilustração do sistema submarino <i>subsea to shore</i> de Lula NE.....	50
Figura 34 - Ilustração do sistema submarino <i>subsea to shore</i> de Lula .....	54
Figura 35 - Ilustração do sistema submarino <i>subsea to shore</i> de Cernambi. ....	57
Figura 36 - Ilustração do sistema submarino <i>subsea to shore</i> de Sapinhoá.....	60
Figura 37 - Ilustração do sistema submarino <i>subsea to shore</i> com uma única rede ....	62
Figura 38 - Ilustração do sistema submarino <i>subsea to shore</i> com duas redes .....	67
Figura 39 - Curvas de produção das áreas do Pré-sal.....	69
Figura 40 - Configuração dos <i>risers</i> na área de Sapinhoá .....	87
Figura 41 - Configuração dos <i>risers</i> na área de Lula NE.....	89
Figura 42 - Configuração dos <i>risers</i> na área de Cernambi.....	91

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características da plataforma PMXL-1 .....	24
Tabela 2 - Gradiente térmico dos fluidos produzidos.....	26
Tabela 3 - Propriedades dos <i>flowlines</i> de produção de Mexilhão .....	27
Tabela 4 - Tamanho dos <i>flowlines</i> de produção de Mexilhão.....	27
Tabela 5 - Propriedades dos <i>jumpers</i> de produção entre os <i>manifolds</i> .....	27
Tabela 6 - Propriedades do <i>flowline</i> de conexão do <i>manifold</i> B à PMXL-1.....	28
Tabela 7 - Características do gasoduto de exportação: trecho A-B.....	28
Tabela 8 - Características do gasoduto de exportação: trecho B-C.....	29
Tabela 9 - Condições operacionais do duto de exportação (trecho A-B e B-C). .....	29
Tabela 10 - Características do gasoduto Uruguá-Mexilhão .....	30
Tabela 11 - Limites operacionais dos gasodutos de Lula, Uruguá e Mexilhão .....	30
Tabela 12 - Áreas contempladas neste estudo.....	32
Tabela 13 - Número e tipo de poços incluídos nas áreas analisadas do Pré-sal .....	33
Tabela 14 - Gradiente térmico dos fluidos produzidos nos poços do Pré-sal.....	34
Tabela 15 - Propriedades das linhas de produção, serviço e injeção .....	34
Tabela 16 - Características dos gasodutos de Sapinhoá, Lula NE, Cernambi, Lula. ...	36
Tabela 17 - Características dos FPSOs empregados no Pré-sal.....	36
Tabela 18 - Correlações empregadas nas simulações.....	38
Tabela 19 - Pressões nos reservatórios de cada área analisada. ....	39
Tabela 20 - Características assumidas na modelagem <i>black oil</i> .....	39
Tabela 21 - Vazões e produtividade para de Mexilhão no cenário de 10.000 psi.....	41
Tabela 22 - Produtividade e pressão máxima nos gasodutos.....	42
Tabela 23 - Influência do escoamento da água na produtividade de Mexilhão. ....	46
Tabela 24 - Ganho de produtividade de Mexilhão devido ao sistema de bombeio .....	47
Tabela 25 - Características do oleoduto de exportação para linhas individuais .....	50
Tabela 26 - Temperatura, pressão e vazões no sistema de Lula NE. ....	51
Tabela 27 - Características das bombas empregadas no sistema de Lula NE. ....	52

Tabela 28 - Temperatura, pressão e vazões no sistema de Lula NE. ....	53
Tabela 29 - Características das bombas empregadas no sistema de Lula NE. ....	54
Tabela 30 - Temperatura, pressão e vazões no sistema de Lula. ....	55
Tabela 31 - Características das bombas empregadas no sistema de Lula. ....	55
Tabela 32 - Temperatura, pressão e vazões no sistema de Lula. ....	56
Tabela 33 - Características das bombas empregadas no sistema de Lula. ....	56
Tabela 34 - Temperatura, pressão e vazões no sistema de Cernambi. ....	57
Tabela 35 - Características das bombas empregadas no sistema de Cernambi. ....	58
Tabela 36 - Resultados alcançados com o emprego de compressor em Cernambi. ...	58
Tabela 37 - Características das bombas empregadas no sistema de Cernambi. ....	59
Tabela 38 - Temperatura, pressão e vazões no sistema de Cernambi. ....	59
Tabela 39 - Características das bombas empregadas no sistema de Cernambi. ....	59
Tabela 40 - Temperatura, pressão e vazões no sistema de Sapinhoá. ....	61
Tabela 41 - Características das bombas empregadas no sistema de Sapinhoá. ....	61
Tabela 42 - Temperatura, pressão e vazões no sistema de Sapinhoá. ....	62
Tabela 43 - Características das bombas empregadas no sistema de Sapinhoá. ....	62
Tabela 44 - Pressões no separador para cada área do Pré-sal. ....	63
Tabela 45 - Produtividade do óleo antes (caso isolado) e depois (única rede). ....	63
Tabela 46 - Resultado global para o caso de rede única. ....	64
Tabela 47 - Variação da pressão nos <i>manifolds</i> no caso de uma rede sem Mexilhão. ....	64
Tabela 48 - Pressão no separador comparada a do caso com escoamento isolado. ...	65
Tabela 49 - Produtividade das áreas no caso de uma única rede. ....	65
Tabela 50 - Resultado global para o caso de uma única rede. ....	65
Tabela 51 - Pressão e vazões observadas para o caso de duas redes. ....	67
Tabela 52 - Variação da produtividade nas áreas do Pré-sal com duas redes. ....	68
Tabela 53 - Resumo dos custos de perfuração e completção para Lula NE. ....	72
Tabela 54 - Custos diversos associados aos poços de Lula NE. ....	73
Tabela 55 - Custo do <i>flowline</i> que atende ao poço de produção 4 de Lula NE. ....	74

Tabela 56 - Resumo do CAPEX para Lula NE. ....	75
Tabela 57 - OPEX para Lula NE. ....	76
Tabela 58 - Custo de descomissionamento para Lula NE. ....	76
Tabela 59 - CAPEX para o cenário com duas redes. ....	77
Tabela 60 - OPEX para o cenário com duas redes. ....	77
Tabela 61 - Custo de decomissionamento para o caso de duas redes.....	78
Tabela 62 - Custos e custo atualizado (CA) para uma taxa de desconto de 10%.....	78
Tabela 63 - Reservas, CA e custo do barril. ....	79
Tabela 64 - Lucro teórico com barril a US\$ 40. ....	80
Tabela 65 - Lucro teórico com barril a US\$ 60. ....	80
Tabela 66 - Lucro teórico com barril a US\$ 80. ....	80
Tabela 67 - Lucro teórico com barril a US\$ 100. ....	81
Tabela 68 - Características originais dos poços produtores e <i>flowlines</i> de Sapinhoá ..	88
Tabela 69 - Características dos poços injetores de Sapinhoá. ....	88
Tabela 70 – Características dos poços produtos de Lula NE. ....	89
Tabela 71 - Características dos poços injetores de Lula NE.....	90
Tabela 72 - Características dos poços produtos de Cernambi. ....	91
Tabela 73 - Características dos poços injetores de Cernambi.....	92
Tabela 74 - Características dos <i>manifolds</i> de injeção de Cernambi. ....	92

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Influência da vazão nos gasodutos na produtividade de Mexilhão.....	42
Gráfico 2 - Vazão de gás escoado no gasoduto Mexilhão-UTGCA. ....	43
Gráfico 3 - Produtividade do Campo de Mexilhão em relação à vazão de gás.....	43
Gráfico 4 - Influência da pressão na produtividade de Mexilhão para diversos casos. ....	44
Gráfico 5 - Derivada primeira das curvas de produtividade .....	45
Gráfico 6 - Variação da produtividade de Mexilhão devido ao separador de água. ....	46
Gráfico 7 - Ganho de produtividade de Mexilhão devido ao sistema de bombeio. ....	48
Gráfico 8 - Ganho de produtividade devido ao separador, bomba e de ambos. ....	48
Gráfico 9 - Pressão no oleoduto de Lula NE no trecho Lula-Mexilhão .....	52

## 1. INTRODUÇÃO

Sistemas submarinos de produção são arranjos de equipamentos instalados no leito marinho com o propósito de desenvolvimento de campos offshore. Através deles os fluidos são produzidos e escoados até uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) ou diretamente à costa. Diversos fatores influenciam na definição do sistema submarino, o que determina que cada projeto seja único, como a natureza do reservatório, número e posicionamento dos poços, posicionamento da UEP (se houver), lâmina d'água. Com destaque, equipamentos submarinos possuem maiores custos de investimento de capital (CAPEX) e operacionais (OPEX) quando comparados aos similares instalados na superfície e, portanto, precisam ser dimensionados corretamente.

Há, essencialmente, dois tipos de desenvolvimento submarino: *stand-alone* e *tie-back*. O primeiro corresponde a um sistema dedicado e implementado para o desenvolvimento de um grande reservatório, enquanto o segundo compreende uma conexão entre campos marginais e uma facilidade de produção existente. *Tie-backs* submarinos podem exigir investimentos significativamente menores em comparação com o desenvolvimento de um campo a partir de unidades fixas ou flutuantes, o que pode tornar a produção economicamente viável.

Uma das modalidades deste tipo de desenvolvimento é o *tie-back* para facilidade *onshore* (sistema submarino *subsea to shore*), em a produção é escoada diretamente a uma unidade de processamento instalada na costa. A finalidade deste sistema, portanto, é eliminar a necessidade do uso das UEPs, o que pode viabilizar a produção de poços que antes não eram atrativos do ponto de vista econômico. O elevado CAPEX, o longo tempo necessário à construção de novas plataformas e depois o elevado OPEX exigido na fase de operação favorecem o sistema *subsea to shore*. Adicionalmente, a possibilidade de redução de trabalhadores no mar, o que reflete em maior segurança, e o menor impacto ambiental devido à inexistência da plataforma são outras vantagens importantes.

A garantia de escoamento destaca-se por representar um grande desafio à implementação do desenvolvimento *tie-back*, limitado à necessidade de desenvolvimento de tecnologias de separação e bombeamento submarinos, especialmente importantes para campos de óleo. Os desafios atrelados a essa questão englobam o escoamento da produção mesmo após uma parada planejada ou não, o controle na formação de depósitos que contribuam à perda de carga e a própria implementação em águas profundas.

No Brasil, campos onde antigas unidades flutuantes podem ser substituídas por sistemas submarinos ou campos onde sistemas de bombeio e de processamento

otimizariam a produção são cenários indicados à aplicação deste conceito. Essas oportunidades são potencializadas com os campos do Pré-sal, que podem integrar uma grande malha de produção com campos já em desenvolvimento, possibilitando o escoamento da produção direto à costa e à refinaria. Portanto, é de interesse estimular esforços, estudos e desenvolvimentos tecnológicos para implementar o conceito *subsea to shore*, cujos desafios atuais são a tecnologia e a garantia de escoamento.

Diante das possibilidades indicadas, aqui é apresentado um estudo referente à análise técnico-econômica de um sistema submarino *subsea to shore* associado aos Campo de Mexilhão, Lula e Sapinhoá (esses dois últimos localizados no Pré-sal). Assim, o estudo é pautado na comparação entre a exploração desses campos através de um sistema convencional com plataforma e o sistema com exportação direta à costa.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Sistemas submarinos de produção são arranjos de equipamentos instalados no leito marinho com o propósito de desenvolvimento de campos *offshore*. Através deles os fluidos são produzidos e escoados até uma UEP ou diretamente à costa. Diversos fatores influenciam na definição do sistema submarino, o que determina que cada projeto seja único. Dentre esses aspectos, citam-se: (PORTO, 2013)

- i. Natureza do reservatório (óleo, gás);
- ii. Número e posicionamento dos poços;
- iii. Posicionamento da UEP (se houver);
- iv. Aspectos Econômicos;
- v. Relevo submarino;
- vi. Lâmina d'água.

### 2.1. COMPONENTES DO SISTEMA SUBMARINO

Diversos equipamentos compõem um sistema submarino de produção, sendo os mais gerais as cabeças de poço, árvores de natal molhadas, *manifolds*, linhas de escoamento e umbilicais, que são detalhados nos tópicos a seguir.

#### 2.1.1. CABEÇA DE POÇO (*WELLHEAD*)

Equipamento que realiza a interface entre o poço e a árvore de natal ou entre o poço e o BOP. Suas principais funções são: (PORTO, 2013)

- i. Sustentar o peso dos revestimentos e vedar o espaço anular entre eles;
- ii. Prover sustentação e vedação para o BOP ou para a árvore de natal;
- iii. Guiar a descida e instalação de equipamentos.

#### 2.1.2. ÁRVORE DE NATAL MOLHADA (ANM)

Corresponde a um conjunto de válvulas que atua no controle do escoamento de fluidos no poço. Essas válvulas são operadas por sistema hidráulico, eletro-hidráulico ou elétrico, mas também há possibilidade de acionamento por ROV. Podem ser classificadas quanto ao serviço em ANM de produção, que direciona o fluido produzido do poço para o *flowline*, ou de injeção, que canaliza a injeção para o reservatório. Além destas funções, as ANM's também desempenham outras: (BAI & BAI, 2012)

- i. Monitorar parâmetros do poço (pressão anular, temperatura, produção de areia, etc);
- ii. Regular o fluxo através de válvula *choke* (funcionalidade opcional);
- iii. Interromper com segurança a produção ou injeção.



Figura 1 - Modelo de Árvore de Natal Molhada usada no Campo de Lula. (PETROBRAS, 2016)

Quanto à configuração, a árvore de natal submarina pode ser vertical (ANMV) ou horizontal (ANMH), que se diferenciam pelo posicionamento de suas válvulas, indicadas simplificadaamente na Figura 2.

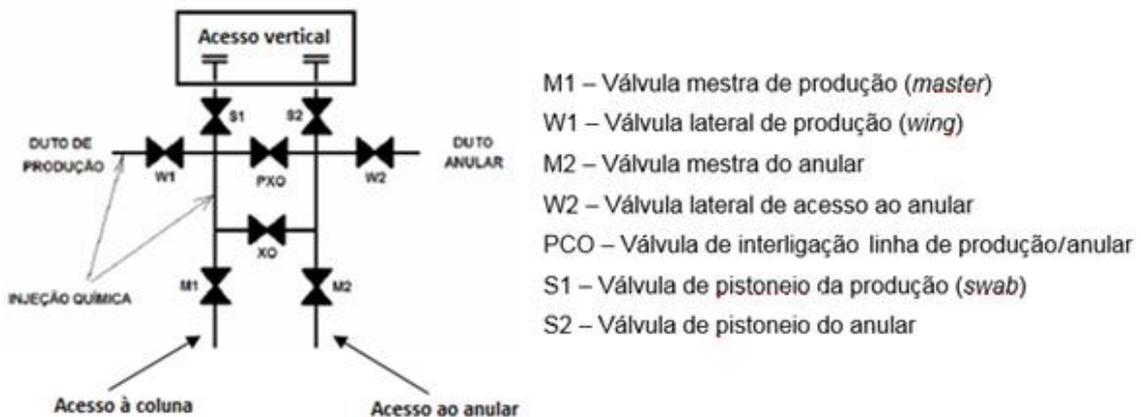


Figura 2 - Diagrama simplificado das principais válvulas de uma ANM. (LIMA, 2007)

#### a) ANM vertical (ANMV)

É a mais simples e aplicada no cenário mundial devido à flexibilidade de instalação e operação. As válvulas M1, M2, S1 e S2 estão localizadas na posição vertical da árvore, conforme indicado nas Figuras 3 (a) e (b).

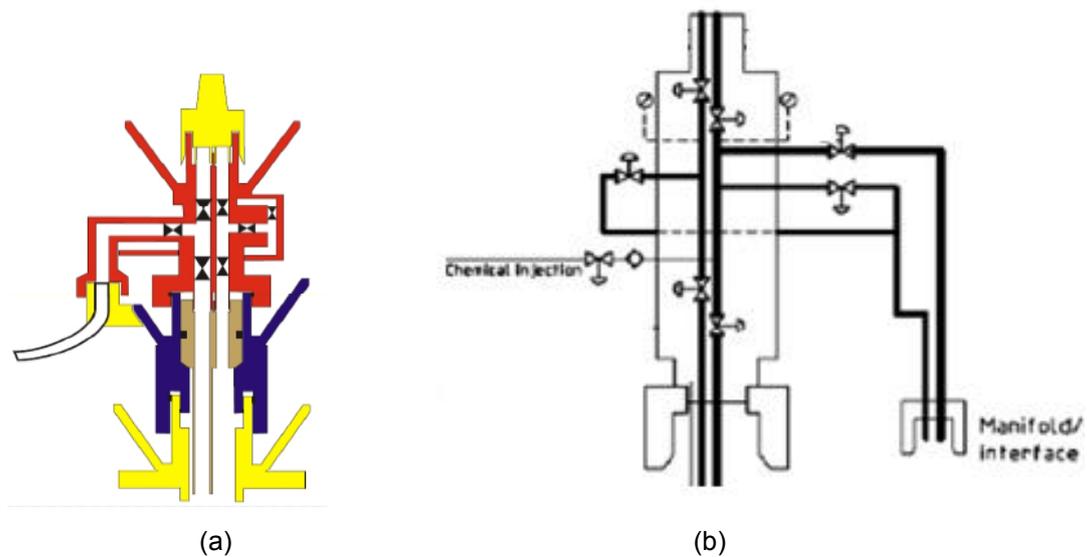


Figura 3 - (a) Ilustração da ANMV e (b) Linhas de fluxo da ANMV. (BAI & BAI, 2012)

b) ANM horizontal (ANMH)

As válvulas estão dispostas na lateral da árvore conforme indicado nas Figuras 4 (a) e (b). Isso permite a intervenção no poço e a eventual substituição da coluna de produção sem a retirada da árvore. Por ser mais cara (cinco a sete vezes mais), além de mais larga e pesada que uma ANMV, o seu emprego é vantajoso para reservatórios complexos que exijam *workovers* frequentes, enquanto uma vertical é preferível para casos em que o número de intervenções é menor. (PORTO, 2013; BAI & BAI, 2012)

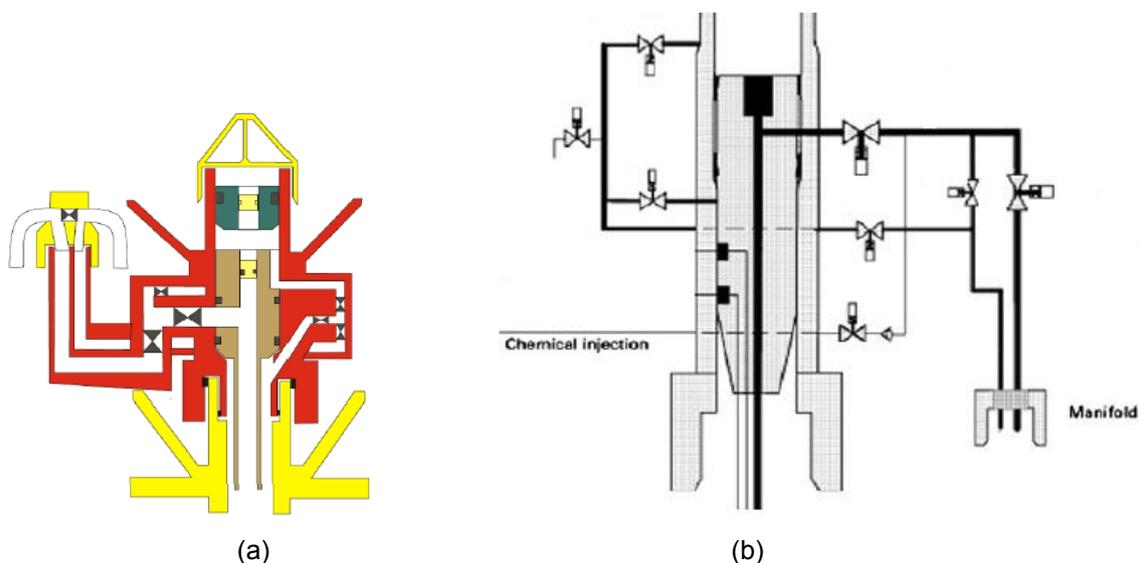


Figura 4 - (a) Ilustração da ANMV e (b) Linhas de fluxo da ANMV. (BAI & BAI, 2012)

### 2.1.3. MANIFOLD

Consiste numa rede de tubulações com válvulas, *chokes* e conexões que controlam a produção e/ou injeção nos poços ligados a ele. A principal função de um *manifold* é o de reunir, num número menor de linhas, a produção oriunda de vários poços (*manifold* de produção) ou distribuir água e gás para os poços (*manifold* de injeção), apesar de também existir a possibilidade das funções de injeção e produção serem desempenhadas simultaneamente. Outra função de destaque é a de distribuir sistemas elétricos e hidráulicos, poupando umbilicais. (BAI & BAI, 2012)



Figura 5 - *Manifold* de produção empregado no Campo de Roncador. (PETROBRAS, 2016)

O emprego de *manifolds* possibilita a redução no comprimento total de linhas submarinas (*flowlines* e umbilicais) e do número de *risers*, que são linhas de elevado custo e, portanto, contribuem à viabilidade econômica de desenvolvimento de um campo. As Figuras 6 e 7 ilustram a economicidade associada ao emprego desses equipamentos. Além destas vantagens, destacam-se ainda:

- i. Economia de espaço e menor carga de *risers* na plataforma;
- ii. Possibilidade de produção antecipada (conexão dos poços ao *manifold* e a posterior instalação da plataforma: a conexão entre a unidade de produção e o *manifold* permite o início simultâneo da produção dos poços).

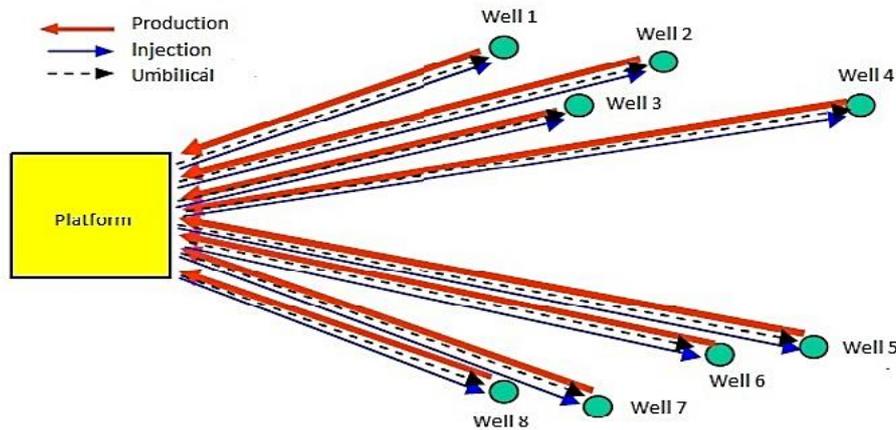


Figura 6 - Arranjo submarino sem *manifold*: destaque à extensão das linhas. (BAI & BAI, 2012)

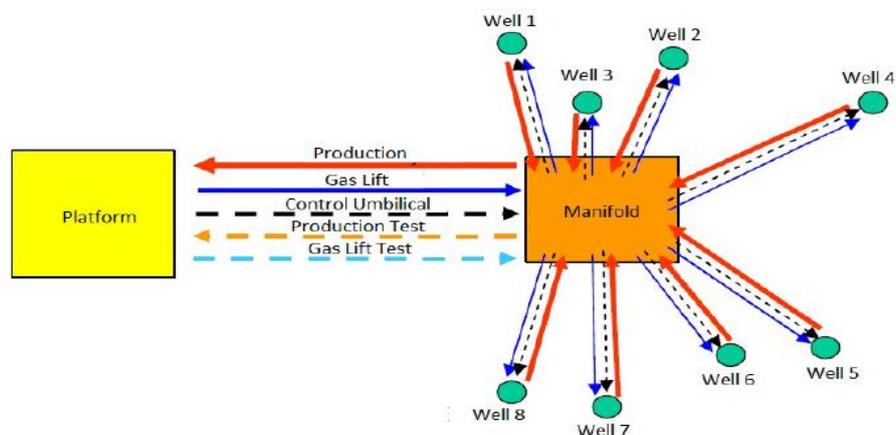


Figura 7 - Arranjo submarino com *manifold*: destaque à economia de linhas. (BAI & BAI, 2012)

#### 2.1.4. DUTOS SUBMARINOS

Exercem a função básica de escoar a produção até a plataforma/costa ou fluidos da plataforma/costa para a injeção no reservatório/poço. Basicamente são três os tipos de dutos submarinos: *risers*, *flowlines* e *pipelines*.

##### a) *Riser*

Conecta equipamentos submarinos à plataforma com a finalidade de escoar os fluidos produzidos até a UEP (*riser* de produção) ou os fluidos de injeção até os poços (*riser* de injeção); ainda pode ser empregado na coleta de água para posterior injeção no reservatório. Corresponde a uma parte dinâmica pois está sujeito a intensos carregamentos provocados por correntes marinhas, ondas e pelos movimentos da plataforma, já que fica suspenso entre a UEP e o solo marinho.

## b) Flowlines

Conectam equipamentos submarinos (ANM, manifold, bombas, etc). Como ficam acomodados sobre o leito marinho praticamente não sofrem cargas cíclicas (exceto em vãos e quando há variação da pressão interna) e, por isso, correspondem a uma parte estática.

## c) Pipeline

Estrutura estática que sofre carregamentos semelhantes ao *flowline*. É utilizado na exportação de óleo e/ou gás, por vezes com frações de água. A Figura 8 ilustra um sistema submarino de produção indicando os componentes *riser*, *flowline* e *pipeline*.

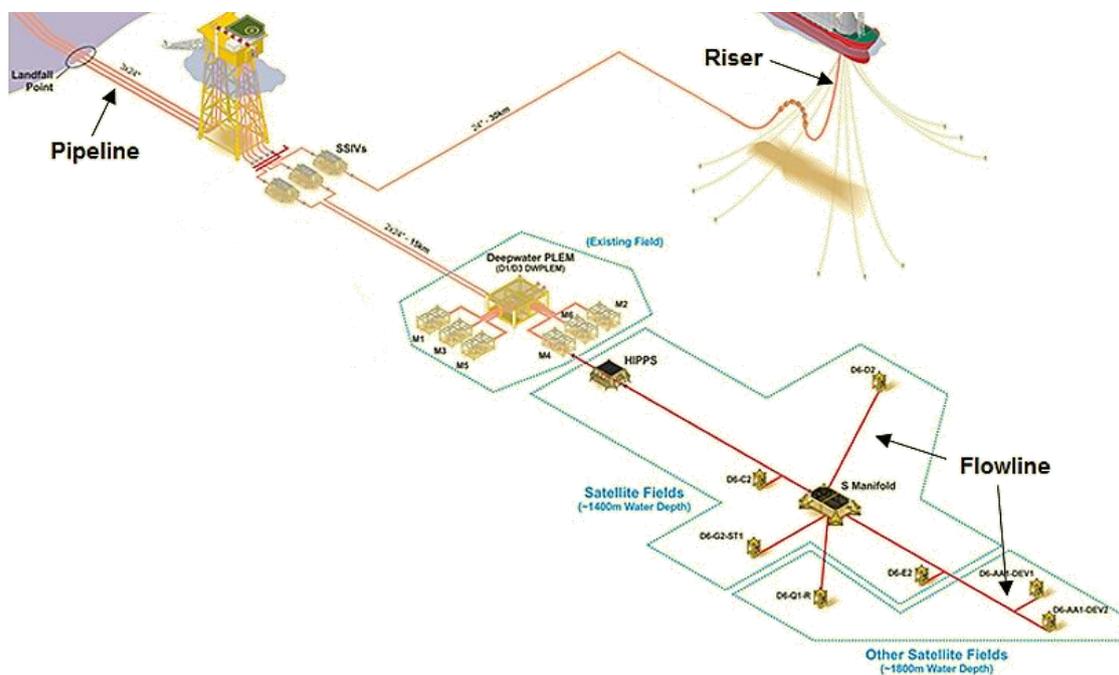


Figura 8 - Sistema submarino de produção evidenciando os tipos de dutos. (GENESIS, 2016)

### 2.1.5. UMBILICAIS

Os umbilicais fazem parte do sistema de controle do sistema submarino. Correspondem a um conjunto de cabos transmissores de sinais e de potência (elétrica, hidráulica) e mangueiras que transportam fluidos para injeção química nos poços. A transmissão de potência hidráulica e/ou elétrica para componentes submarinos tem a finalidade de operar equipamentos, válvulas, receber e transmitir dados entre a superfície e o fundo do mar (comandos e dados de sensores). (BAI & BAI, 2012)

São basicamente três as categorias de umbilicais: hidráulicos, multiplexados eletro-hidráulicos e totalmente elétricos. A escolha do tipo de umbilical depende do número de funções a serem desempenhadas, da profundidade, do tempo de resposta

(maior para sistemas hidráulicos, menor para sistemas elétricos). A Figura 9 ilustra uma seção de umbilical eletro-hidráulico.



Figura 9 - Seção de um umbilical eletro-hidráulico. (PETROBRAS, 2016)

## 2.2. DEFINIÇÃO DO SISTEMA SUBMARINO

A seguir são destacadas as principais questões que devem ser definidas para a implementação de um sistema submarino, a saber: o tipo de desenvolvimento do campo (*stand-alone* ou *tie-back*), o arranjo dos componentes submarinos, métodos de elevação artificial e facilidades submarinas.

### 2.2.1. TIPO DE DESENVOLVIMENTO SUBMARINO

#### a) *Tie-back*

Este modelo de desenvolvimento compreende uma conexão entre campos marginais e uma facilidade de produção existente, como ilustrado na Figura 10. *Tiebacks* submarinos podem exigir investimentos significativamente menores em comparação com o desenvolvimento de um campo a partir de plataformas, o que pode tornar a produção economicamente viável. Outra vantagem é a possibilidade de estender a vida útil da infraestrutura de produção já existente. (LIMA, 2007)

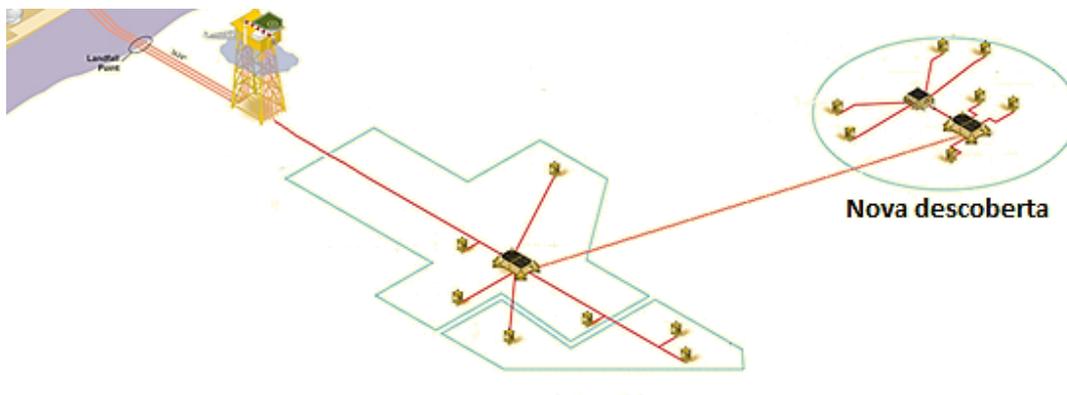


Figura 10 - Desenvolvimento *tie-back* de um novo campo. Adaptado de (GENESIS, 2016).

Campos inexplorados e economicamente menos atrativos são os principais concorrentes à implementação deste modelo. No entanto, a economia associada é função de diversos fatores, dentre os quais: (OFFSHORE TECHNOLOGY, 2015)

- i. Capacidade de processamento dos fluidos produzidos na instalação existente;
- ii. Possibilidade de intervenção e *workover*;
- iii. Distância da instalação existente;
- iv. Garantia de escoamento;
- v. Volume recuperável;
- vi. Lâmina d'água.

A garantia de escoamento é o maior desafio à implementação deste modelo, limitado à necessidade de desenvolvimento de tecnologias de separação e bombeamento submarinos, especialmente importantes para campos de óleo. Os desafios atrelados a essa questão englobam o escoamento da produção mesmo após uma parada, o controle na formação de depósitos que contribuem à perda de carga (hidratos, parafinas, etc) e a própria implementação em águas profundas. Há três modalidades deste tipo de desenvolvimento: (BAI & BAI, 2012)

- i. *Tie-back* para plataforma fixa;
- ii. *Tie-back* para plataforma flutuante;
- iii. *Tie-back* para facilidade onshore (*subsea to shore*).

#### b) *Stand-alone*

Corresponde a um sistema submarino dedicado e implementado para o desenvolvimento de um grande reservatório. Uma importante vantagem desse tipo de desenvolvimento é a possibilidade de conexão de mais de um campo ao sistema produtivo e também a maior flexibilidade para conexão de futuros poços satélites. Em contrapartida há maiores custos e o projeto é mais complexo. (BAI & BAI, 2012)

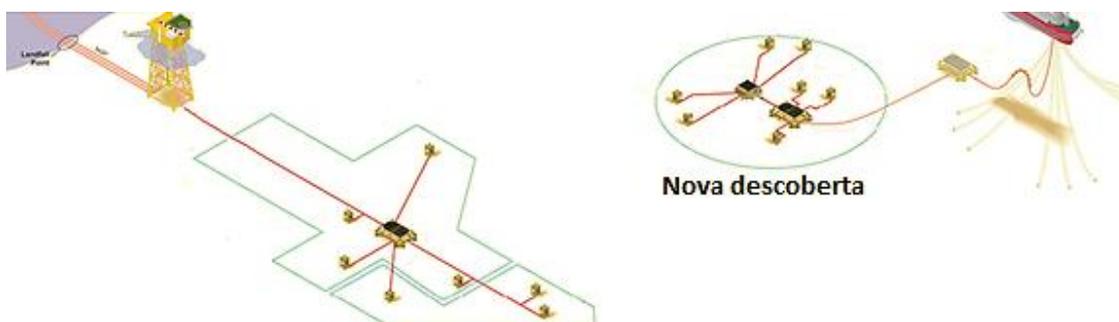


Figura 11 - Desenvolvimento *stand-alone* de um novo campo. Adaptado de (GENESIS, 2016).

## 2.2.2. ARRANJOS SUBMARINOS

Os componentes submarinos podem ser combinados em dois arranjos possíveis: com poços satélites ou *cluster*. O arranjo submarino deve ser escolhido de forma a garantir o maior fator de recuperação e a minimizar o número de equipamentos instalados no leito marinho. Algumas variáveis que devem ser levadas em consideração na escolha do tipo de arranjo são: (LABANCA, 2005)

- i. Equipamentos (*manifolds*, bombas, etc);
- ii. Maximização da produção;
- iii. Custos (CAPEX e OPEX);
- iv. Garantia de escoamento;
- v. Unidade de produção;
- vi. Número de poços.

### a) Arranjo com poços satélites

O poço é interligado diretamente à plataforma ou mesmo a um *manifold*, conforme indicado na Figura 12. É o arranjo de maior eficiência operacional já que o poço está isolado: não há interação entre poços. Em contrapartida possui maior investimento devido ao emprego de maiores extensões de dutos e umbilicais para atender cada poço individualmente.

### b) Arranjo com *cluster*

Há vários poços, geralmente próximos uns dos outros, conectados a *manifolds* a partir dos quais os fluidos são escoados (distribuídos ou concentrados) – Figura 12. É o arranjo mais empregado em águas profundas pois reduz o número de *risers* e poupa *flowlines* e *umbilicais*. Em contrapartida, quando comparado com o satélite, tem menor eficiência operacional, que pode ser melhorada a partir de investimentos no sistema submarino (bombeamento, separação da água, etc).

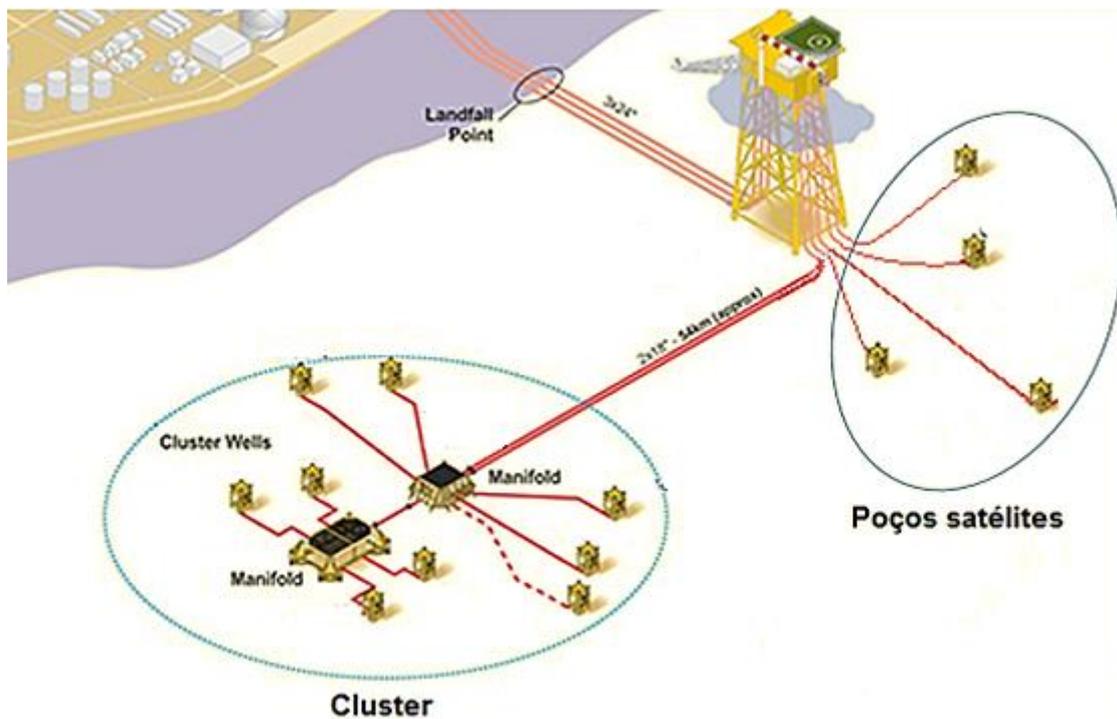


Figura 12 - Sistema submarino com poços satélites e *cluster*. Adaptado de GENESIS (2016).

### 2.2.3. MÉTODOS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL

São métodos para ajudar na elevação dos fluidos do fundo do poço até a cabeça de produção. Os comumente empregados em poços de óleo *offshore* são *gas lift*, bomba elétrica submersível e bomba de cavidades progressivas.

#### a) *Gas lift*

Método de elevação artificial em que se emprega a energia contida num gás comprimido para elevar os fluidos. Quando o gás é injetado continuamente no interior da coluna de produção (Figura 13), a elevação é favorecida pela queda da pressão hidrostática (*gas lift* contínuo). Quando é injetado intermitentemente, a elevação é favorecida pelo deslocamento do líquido provocado pelo gás (*gas lift* intermitente). É uma solução de baixo investimento que apresenta diversas vantagens frente a outros métodos de elevação artificial: (SCHLUMBERGER, 2015)

- i. Aplicável a poços desviados com elevada temperatura e alto RGL, em que métodos de bombeamento apresentariam baixa eficiência e problemas operacionais;
- ii. Fácil modificação das condições operacionais para acompanhar alterações do reservatório;
- iii. Capaz de suportar a produção de grandes volumes de areia.

Como desvantagens do *gas lift* destacam-se:

- i. Necessita de uma linha de injeção e uma fonte de gás;
- ii. Alta contrapressão sobre a formação (*gas lift* contínuo);
- iii. Maiores riscos operacionais (alta pressão);
- iv. Revestimento deve estar em bom estado;
- v. Maior tempo para recolocar em produção.

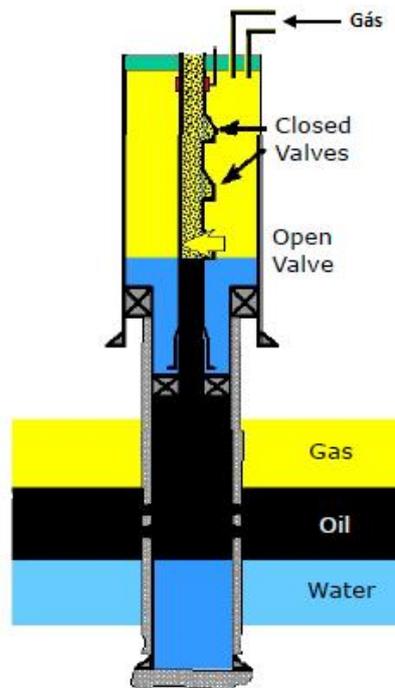


Figura 13 - Poço operado com *gas lift* contínuo. (BAI & BAI, 2012)

#### b) Bombeio centrífugo submerso (BCS)

Compreende uma bomba centrífuga de múltiplos estágios instalada na coluna de produção e operada por um motor (Figura 14). A elevação é favorecida devido ao incremento de pressão do fluido. Tecnologias recentes, no entanto, permitem o seu posicionamento no leito marinho, o que facilita futuras intervenções que podem ser realizadas com ROV, sem uma sonda. É indicado para poços profundos de óleo pesado e quando elevadas vazões são desejáveis. Como desvantagens do método, destacam-se: (SCHLUMBERGER, 2015)

- i. Taxa média entre falhas curta (cerca de 2 anos);
- ii. Alta sensibilidade à presença de sólidos e gás;
- iii. Limitação da vazão pela profundidade;
- iv. Flexibilidade operacional limitada;
- v. Custo de investimento elevado.

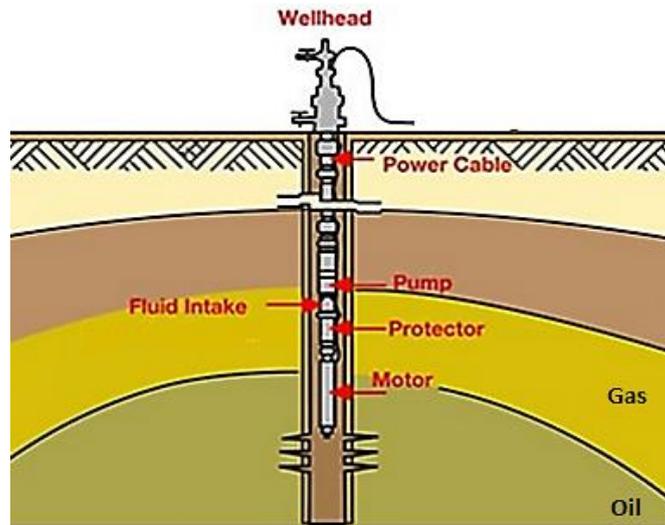


Figura 14 - Poço equipado com uma bomba centrífuga submersa. (NGUYEN, 2016)

### c) Bombeio de cavidades progressivas (BCP)

Neste caso a transferência de energia para o fluido ocorre através de uma bomba de cavidades progressivas, que consiste de um rotor com forma de parafuso cujo movimento excêntrico no interior de um estator com forma de dupla hélice produz a ação de bombeio (Figura 15). É uma bomba do tipo deslocamento positivo e, portanto, desloca um volume fixo independente das condições de pressão na saída, ao contrário das bombas centrífugas. Como aspectos negativos destacam-se: (VIDAL, 2005)

- i. Limitação da produção (máxima de 500 m<sup>3</sup>/d);
- ii. Não é recomendada para poços desviados;
- iii. Limitação da elevação (até 1800 m);
- iv. Pequena experiência acumulada.

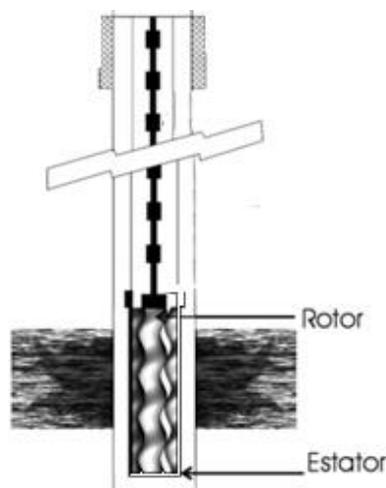


Figura 15 - Poço equipado com uma bomba de cavidades progressivas. (PESSOA, 2009)

#### 2.2.4. PROCESSAMENTO SUBMARINO

O processamento submarino pode abranger um grande número de processos com o intuito de reduzir o custo e a complexidade do desenvolvimento de um campo *offshore*. Os principais tipos de processamento submarino incluem: (RIGZONE, 2015)

- i. Bombeamento monofásico ou multifásico dos fluidos produzidos;
- ii. Separação submarina da água e sua re-injeção ou eliminação;
- iii. Separação e bombeio das fases;
- iv. Separação de sólidos.

O processamento submarino pode ser aplicado a campos maduros com o intuito de aumentar a produção e estender sua vida útil ou desde o desenvolvimento inicial de um campo. Há uma série de razões que podem justificar a sua implementação. Em primeiro lugar é possível aumentar a recuperação do campo e, portanto, o lucro. Ainda pode ser empregado com o intuito de tornar campos marginais empreendimentos economicamente viáveis. (BAI & BAI, 2012)

Uma importante vantagem do processamento submarino é em relação à separação submarina que reduz a quantidade de fluido sem interesse econômico que é escoado até a superfície. Isso diminui o gasto de energia, principalmente quando o fluido seria escoado para re-injeção no reservatório, e favorece o escoamento do produto de interesse. A separação da água ainda evita problemas relativos à garantia de escoamento (hidratos, emulsão de água em óleo) e também à corrosividade.

Outro aspecto relevante está associado ao bombeio submarino. Em campos de águas profundas ou com grandes distâncias ao ponto de entrega, o bombeamento é necessário para garantir que os fluidos sejam transferidos até o ponto de interesse na vazão desejada. Em algumas circunstâncias ainda pode garantir o aumento da produtividade mesmo quando métodos de EOR são empregados. (RIGZONE, 2015)

O processamento submarino também alivia a capacidade de processamento da planta e a carga no *topside*, já que diversos equipamentos são instalados no leito marinho. A possibilidade de redução do CAPEX é outro fator importante, principalmente no cenário em que ocorre a eliminação da plataforma (escoamento da produção diretamente à costa). (FMC TECHNOLOGIES, 2015)

#### 2.3. O CENÁRIO SUBSEA TO SHORE

O desenvolvimento submarino do tipo *tie-back* para facilidade *onshore*, também conhecido como *subsea to shore* ou *subsea to beach*, consiste num modelo em que a produção é escoada diretamente a uma unidade de processamento instalada na costa. A finalidade deste sistema é eliminar a necessidade do uso das UEPs, o que pode

viabilizar a produção de poços que antes não eram atrativos do ponto de vista econômico. A Figura 16 ilustra este tipo de conceito.

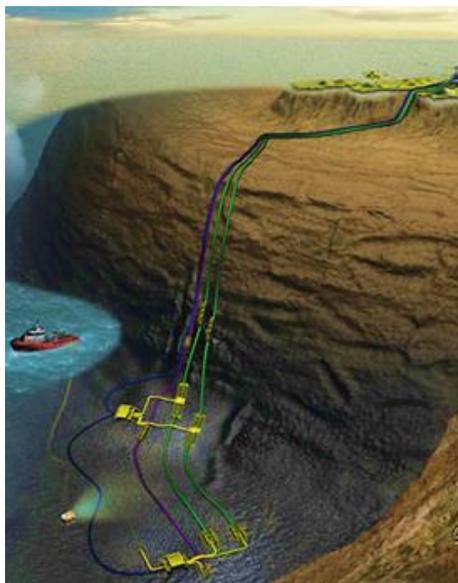


Figura 16 - Desenvolvimento submarino de Laggan-Tormote, UK. (WITTING & GRAY, 2006)

Os elevados valores de CAPEX e OPEX associados às plataformas, além do longo tempo necessário à construção, favorecem o conceito *subsea to shore*. Destaca-se ainda a eliminação dos custos associados ao transporte de cargas e pessoas às UEPs, consideráveis para campos longínquos. Outro aspecto relevante neste conceito é a possibilidade de redução de trabalhadores no mar, o que reflete em maior segurança, e o menor impacto ambiental, devido à inexistência da UEP. (PORTO, 2013)

Campos onde antigas unidades flutuantes podem ser substituídas por sistemas submarinos ou campos onde sistemas de bombeio e processamento submarinos otimizariam a produção são os cenários mais indicados à implementação deste modelo. No Brasil essas oportunidades são potencializadas com os campos do pré-sal, que podem integrar uma grande malha de produção com campos já em desenvolvimento, possibilitando o escoamento da produção direto à costa.

### 2.3.1. GARGALOS TECNOLÓGICOS

A aplicação do conceito *subsea to shore* está limitada à garantia de que a produção escoe até a costa. Portanto, o gargalo tecnológico é o principal limitador ao emprego deste conceito, que vem exigindo nos cenários mais desafiadores o desenvolvimento de compressores, bombas e separadores submarinos com longo tempo entre falhas. Além dos desafios referentes à garantia de escoamento também se destacam a distribuição de potência e o sistema de controle, mais difíceis para longas distâncias.

#### a) Garantia de escoamento

A perda de carga é um problema inevitável no escoamento da produção, que limita a produtividade do campo e pode até impossibilitar a surgência e escoamento dos fluidos de forma natural. Para compensar a perda de pressão é possível considerar o emprego de bombas submarinas, em especial para casos em que as distâncias dos poços à costa são muito elevadas.

Apesar do comum emprego de bombas multifásicas em campos *offshore*, sistemas de compressão submarinos de gás ainda não existem e representam um grande gargalo à implementação do escoamento direto à costa. De qualquer forma, o emprego desses equipamentos traz à tona desafios relativos à confiabilidade e à demanda de elevada potência elétrica.

#### b) Distribuição de potência elétrica

Um aspecto fundamental à implementação de qualquer sistema produtivo corresponde ao fornecimento de potência elétrica aos equipamentos submarinos de forma confiável e com baixa perda, mais difícil com o aumento da distância. Portanto, este é um grande desafio ao cenário *subsea to shore*, em que a fonte elétrica está instalada em terra.

#### c) Sistema de controle

Os umbilicais constituem uma importante questão em termos de custo e complexidade técnica. Para este último aspecto, longas distâncias representam desafios quanto à fabricação, instalação e qualidade dos sinais transmitidos. O principal umbilical do Campo de Snohvit, por exemplo, tem cerca de 144 km de comprimento e 2.000 ton. (WITTING & GRAY, 2006)

### 2.3.2. SUBSEA TO SHORE NO MUNDO

No Brasil não há nenhum campo cujo desenvolvimento submarino seja do tipo *tie-back* para facilidade *onshore*. Existem apenas longos *tie-backs* associados a plataformas, como no Campo de Barracuda em que o *tie-back* tem extensão de 14 km e conecta o poço a um FPSO. Este conceito avança com destaque para campos de gás, em que a baixa densidade, a alta pressão do reservatório e a baixa produção de água tornam mais simples a sua implementação. A Figura 17 indica a evolução deste conceito no mundo. (PORTO, 2013)

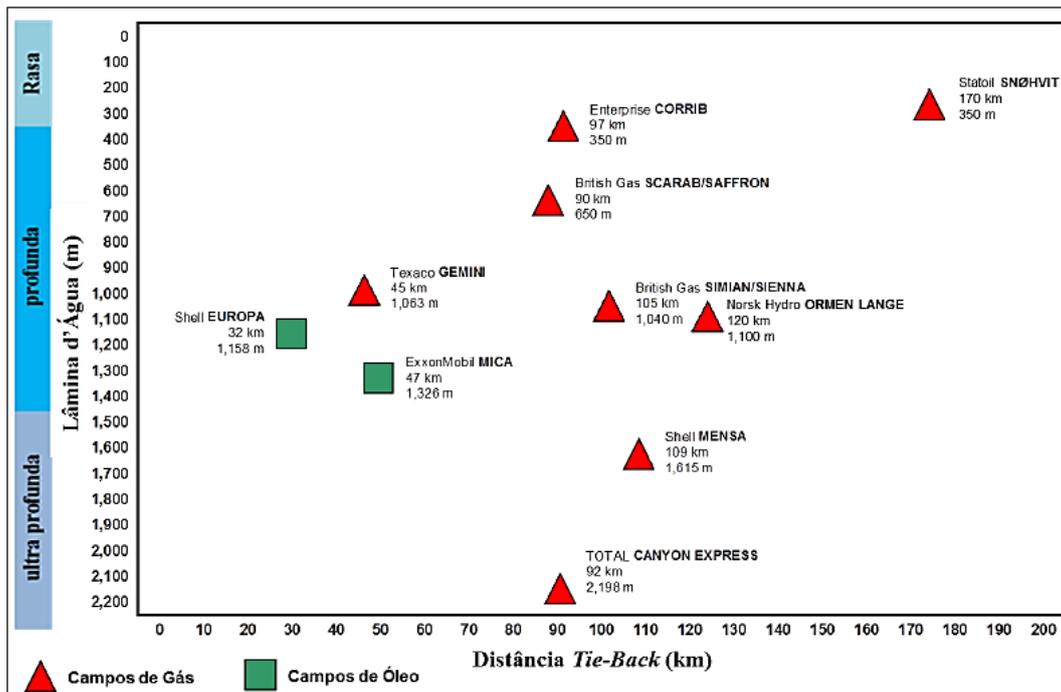


Figura 17 - Evolução do sistema *subsea to shore* no mundo. (PORTO, 2013)

O desenvolvimento de Snohvit foi o primeiro do tipo *subsea to shore* no mundo e detém o atual recorde de extensão de *tie-back* à costa. Localizado no Mar da Noruega, o projeto de desenvolvimento engloba o próprio campo de Snohvit e dois outros marginais, Albatross e Askeladden (Figura 18), totalizando 20 poços produtores e 1 injetor de gás. A produção é enviada à costa através de um pipeline de 28 polegadas e na planta de processamento ocorre a separação do gás carbônico que é enviado para reinjeção. (WITTING & GRAY, 2006)

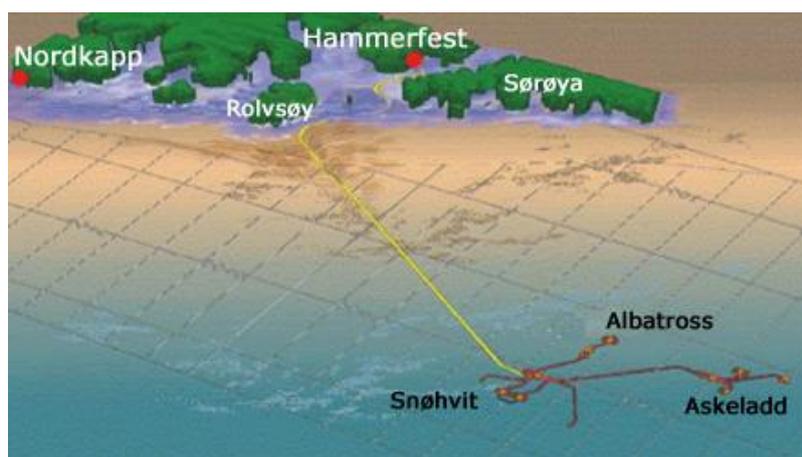


Figura 18 - Ilustração do sistema produtivo de Snohvit. (PORTO, 2013)

Outro famoso caso de aplicação do conceito *subsea to shore* é no Campo de Ormen Lange, que é descrito em detalhes no tópico a seguir como exemplo de desenvolvimento submarino com exportação direta à costa.

### 2.3.3. O CAMPO DE ORMEN LANGE

Descoberto em 1997, Ormen Lange é um campo de gás localizado no Mar do Norte, Noruega, com uma reserva estimada em 375 Bm<sup>3</sup> de gás. Em operação desde 2007, o desenvolvimento do campo compreende um sistema submarino *subsea to shore* em que a produção é enviada a uma planta *onshore* em Nyhamna, através de linhas multifásicas que garantem a exportação de até 70 MMm<sup>3</sup>/d de gás. Após processado, o gás seco é enviado para Easington, Inglaterra, através de um gasoduto de 1200 km. A Figura 19 ilustra este sistema submarino. (WILSON *et al.*, 2004)

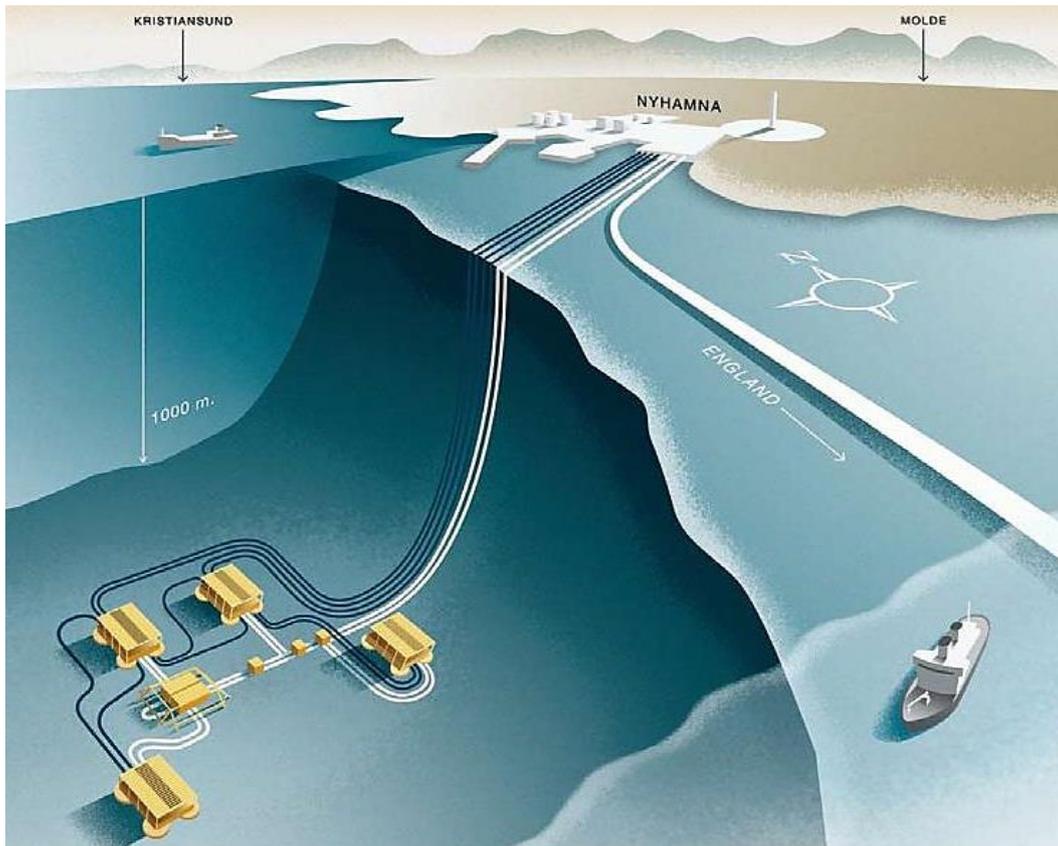


Figura 19 - Ilustração do sistema submarino do campo de Ormen Lange. (BAI & BAI, 2012)

#### a) Desenvolvimento do campo

O reservatório de Ormen Lange possui grande extensão e é segmentado, o que dificulta sua drenagem. Em função disso e devido às limitações de extensão de poços desviados, o desenvolvimento do campo foi dividido em fases, cuja evolução é planejada de forma a manter níveis elevados da produção com o tempo. O desenvolvimento inicial consiste de dois *templates* de produção (A e B) e cada um deles se conecta a dois *pipelines* multifásicos de 30" e 120 km de extensão e a um umbilical eletro-hidráulico. Ainda há um umbilical extra que interconecta os *templates*, oferecendo alimentação hidráulica extra. (BERNT *et al.*, 2007; WILSON *et al.*, 2004)

Para prevenção da formação de hidratos há injeção contínua de MEG nos poços através de duas linhas de 6" com capacidade de 1500 m<sup>3</sup>/d. Uma delas se conecta ao *template* A e, a outra, ao B. Ainda há uma linha de 6" que interconecta esses *templates* para uma maior flexibilidade. A Figura 20 este arranjo inicial. (PORTO, 2013)

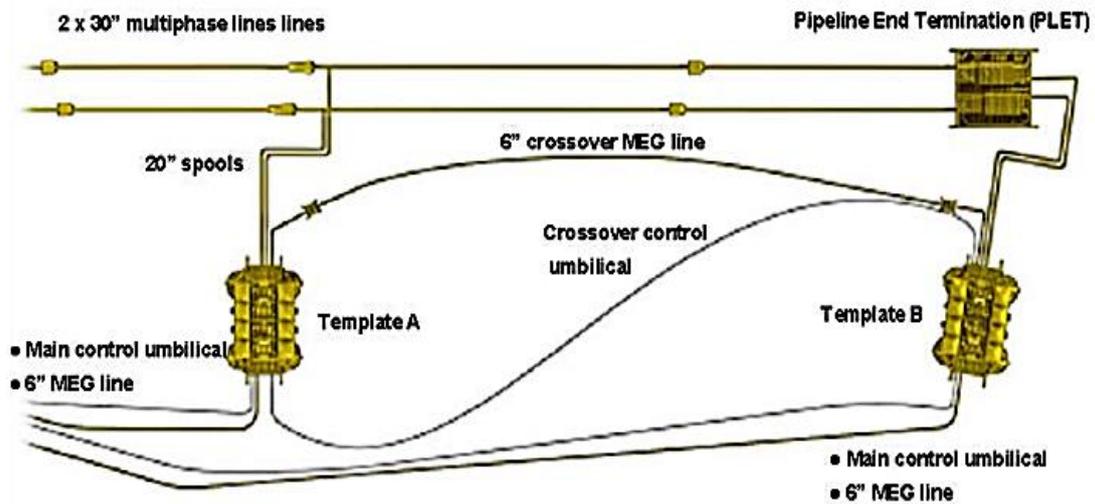


Figura 20 - Desenvolvimento inicial do campo de Ormen Lange. (WILSON *et al.*, 2004)

Para manter bons níveis de produtividade está planejada uma alteração no sistema produtivo, que será implementada a depender da experiência de produção da fase inicial (previsão para 2016). Essa alteração inclui dois *templates* adicionais (C e D), também conectados aos gasodutos de exportação, o que totalizaria 24 poços em operação no campo. Esse cenário é mostrado na Figura 21. (WILSON *et al.*, 2004)

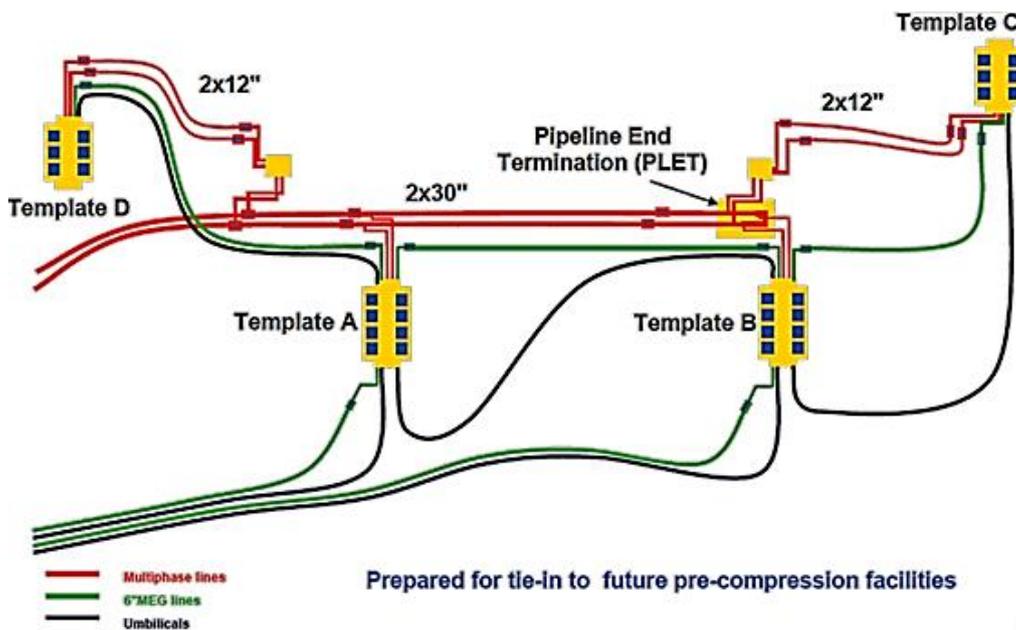


Figura 21 - Desenvolvimento futuro do campo de Ormen Lange. (WILSON *et al.*, 2004)

## b) Garantia de escoamento

As condições de produção no campo favorecem a formação de hidrato e gelo, cuja inibição ocorre através da injeção contínua de MEG nas cabeças dos poços. A vazão de injeção do inibidor é determinada individualmente para cada poço com base em medições e predições da produção de água. O MEG pode ser injetado em dois pontos distintos das ANMH's: (BERNT *et al.*, 2007)

- i. Durante a produção normal, MEG é injetado entre a válvula lateral de produção (*wing*) e o *choke* de produção, para garantir uma boa mistura.
- ii. Durante a partida do poço, MEG é injetado entre a válvula mestra de produção (*master*) e a válvula lateral de produção (*wing*).

Um dos componentes das árvores empregadas é um *choke module* (CM) que contempla o *choke* e a válvula de dosagem de MEG. Essa válvula consiste de seis orifícios instalados numa válvula gaveta rotativa e é responsável pela injeção contínua e controlada de MEG nos poços. Esses orifícios têm aproximadamente 80 mm de comprimento, com diâmetro interno entre 3 mm e 10 mm. Quando a gaveta roda de um orifício para outro há a sobreposição do orifício com a válvula principal de condução, o que garante um fluxo ininterrupto e controlado de MEG. (BERNT *et al.*, 2007)

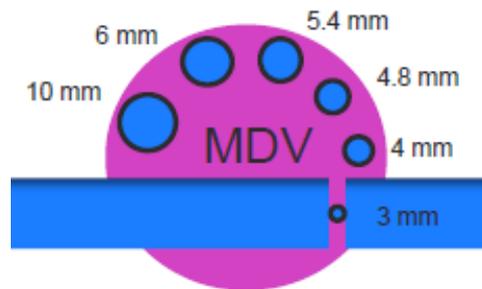


Figura 22 - Ilustração da válvula de dosagem de MEG. (BERNT *et al.*, 2007)

### 3. METODOLOGIA

O objetivo deste estudo é realizar uma análise técnico-econômica de um sistema submarino *subsea to shore* associado ao Pré-sal (Campos de Lula e Sapinhoá) e ao Campo de Lula. Assim, o estudo é pautado na comparação entre a exploração desses campos através de um sistema convencional com UEP e o sistema com exportação direta à costa.

A primeira parte do estudo corresponde a análise técnica do escoamento direto à costa. Para isso empregou-se o *software* PIPESIM™ da Schlumberger, um simulador de fluxo multifásico largamente empregado na análise de sistemas de produção de óleo e gás. O *software* é capaz de modelar o fluxo do reservatório à superfície, permitindo uma análise global do desempenho do sistema. Através dele é possível dimensionar *risers*, realizar análise nodal e de redes de produção, etc. (NUNES, 2008)

Diversos cenários de escoamento direto à costa serão simulados integrando esses campos ou mantendo-os isolados. A construção desses cenários baseou-se nos projetos originais de desenvolvimento de cada campo, descritos nos itens subsequentes. Para o cenário ótimo será realizada uma análise econômica através do *software* QUE\$TOR, que realiza estimativas detalhadas de custo de projetos de óleo e gás contemplando três variáveis: CAPEX, OPEX e descomissionamento. Finalmente, será feita uma análise simplificada de indicadores econômicos para avaliar a viabilidade econômica do projeto escolhido.

#### 3.1. O CAMPO DE MEXILHÃO

Descoberto em 2003, o Campo de Mexilhão está localizado na Bacia de Santos a 165 km do litoral de Caraguatatuba (SP) e numa lâmina d'água que varia de 320 a 550 m (Figura 23). Operado pela Petrobras, a primeira perfuração em Mexilhão ocorreu em 2001 e em 2003 foi confirmado um grande potencial produtivo para o campo, com reserva estimada em 70 Bm<sup>3</sup> de gás e 6 MMm<sup>3</sup> de condensado, o que equivale à 30% das reservas de gás da época. O período de desenvolvimento do campo é de abril de 2009 a dezembro de 2030, totalizando 21 anos, mas a produção iniciou apenas em 2011. (PETROBRAS, 2007a)

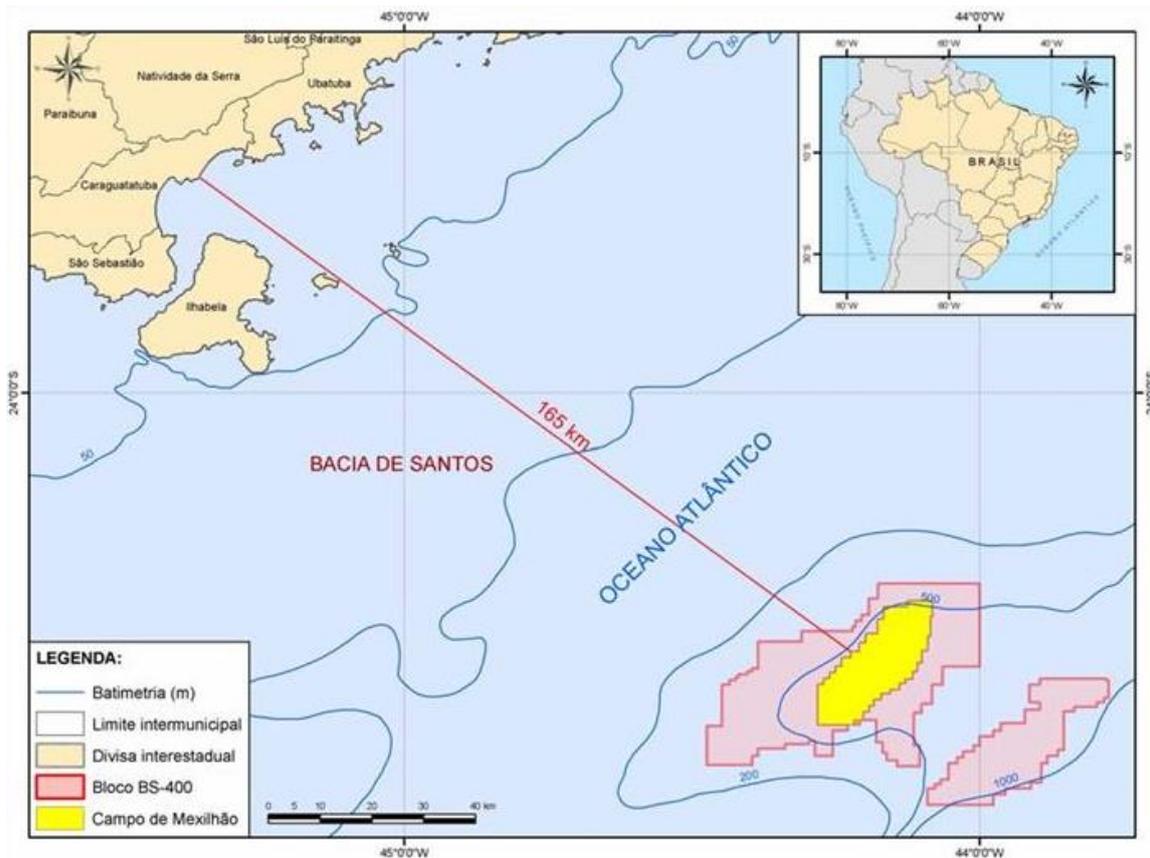


Figura 23 - Localização do Campo de Mexilhão. (PETROBRAS, 2007a)

O reservatório do campo é composto predominantemente por arenitos turbidíticos depositados em regime de deltas costeiros. É um reservatório de gás de baixa permeabilidade com *sweet spots*, que correspondem a regiões compostas por arenitos relativamente limpos, com granulometria variando de fina a grosseira, cimentada por quartzo, feldspato e calcita, com permeabilidade média entre 5 mD e 270 mD. As demais partes do reservatório são arenitos finos a muito finos e mal selecionados, com permeabilidade média entre 0,001 mD a 2 mD. (BARROSO & USHIROBIRA, 2012)

Num teste de poço vertical obteve-se um AOF (*Absolute Open Flow*, vazão a poço aberto) de 2 MMm<sup>3</sup>/d de gás, com uma permeabilidade estimada de 2,0 mD. No entanto, com o intuito de privilegiar seções com permeabilidades superiores (*sweet spots*) foram realizados testes com poços horizontais, dos quais no primeiro obteve-se 1,8 mD permeabilidade média e 6 MMm<sup>3</sup>/d de AOF, o que corresponde a uma vazão de produção de até 1 MMm<sup>3</sup>/d. Assim, o projeto de desenvolvimento do campo inclui poços horizontais, o que aumenta a área efetiva de drenagem no reservatório e garante a viabilidade econômica do projeto. (BARROSO & USHIROBIRA, 2012)

Foi considerada a possibilidade de implementação de um sistema de escoamento com uma plataforma flutuante, alternativa descartada em função do longo prazo para construção da unidade, incompatível com a urgente necessidade de aumento da oferta

de gás. Optou-se, então, pelo desenvolvimento com uma plataforma fixa do tipo jaqueta. A Figura 24 ilustra o sistema produtivo empregado no campo. (PETROBRAS, 2007a)

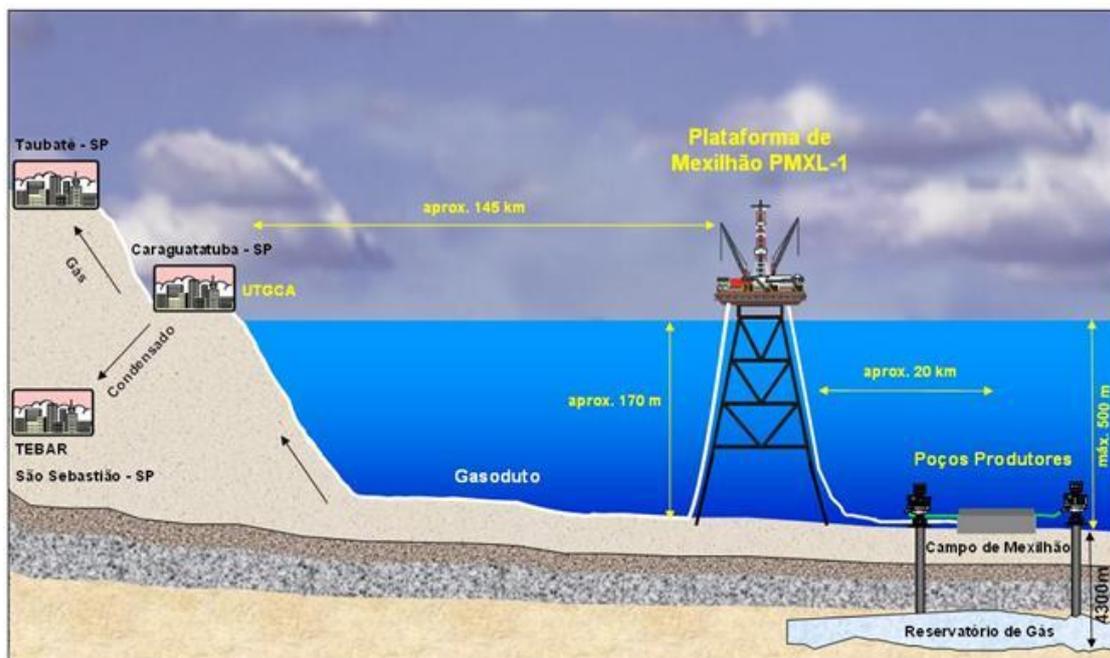


Figura 24 - Ilustração do desenvolvimento do Campo de Mexilhão. (PETROBRAS, 2007a)

Na Tabela 1 são indicadas algumas características da plataforma do Campo de Mexilhão, genericamente chamada de PMXL-1.

Tabela 1 - Características da plataforma PMXL-1.

Característica	Unidade	Valor
Capacidade de processamento de condensado	Mm <sup>3</sup> /d	3,2
Capacidade de processamento de gás	MMm <sup>3</sup> /d	15
Distância à costa (litoral de Caraguatatuba)	km	120,6
Lâmina d'água	m	172
Acomodação	-	100 pessoas

Na plataforma a corrente de água é tratada e descartada no mar, enquanto as correntes de gás úmido e condensado são desidratadas, empregando-se trietilenoglicol (TEG) e, após tratamento, misturadas e escoadas à Unidade Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA) via gasoduto submarino. A Figura 25 indica a localização da plataforma e dos poços produtores do Campo de Mexilhão, bem como o traçado do gasoduto de exportação à costa.

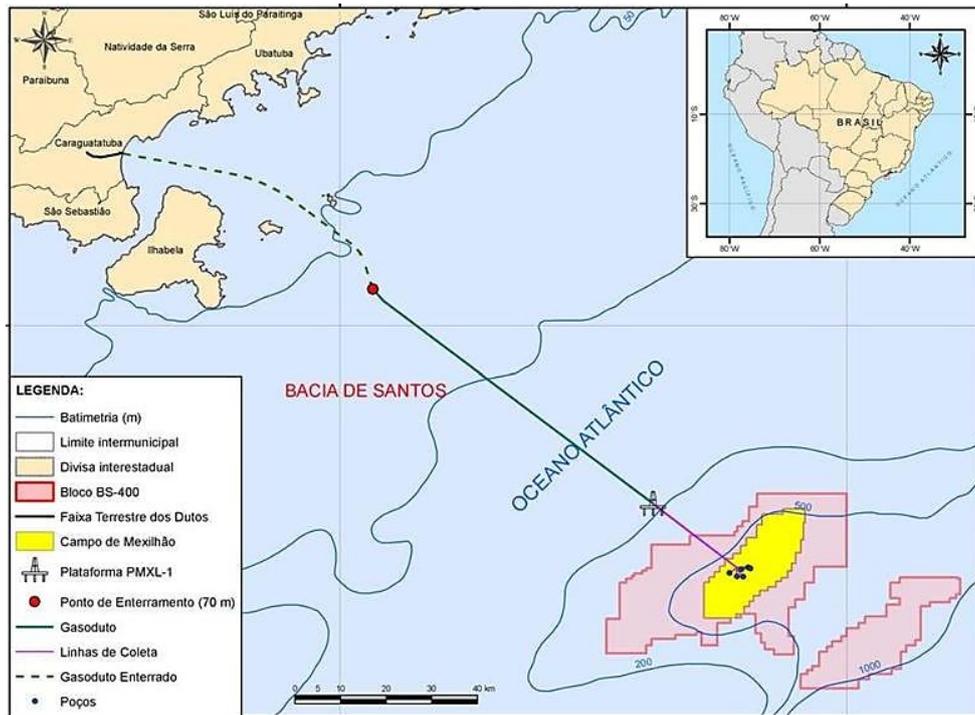


Figura 25 - Localização da UEP, dos poços e do gasoduto de Mexilhão. (PETROBRAS, 2007a)

Na UTGCA o condensado é separado e escoado por um duto marítimo ao terminal Almirante Barroso (TEBAR) em São Sebastião, enquanto o gás é encaminhado para Taubaté pelo gasoduto terrestre Caraguatatuba-Taubaté (GASTAU), para interligação com a malha dutoviária da região Sudeste. A Figura 26 indica o esquema de desenvolvimento do Campo de Mexilhão, detalhado nos tópicos a seguir.

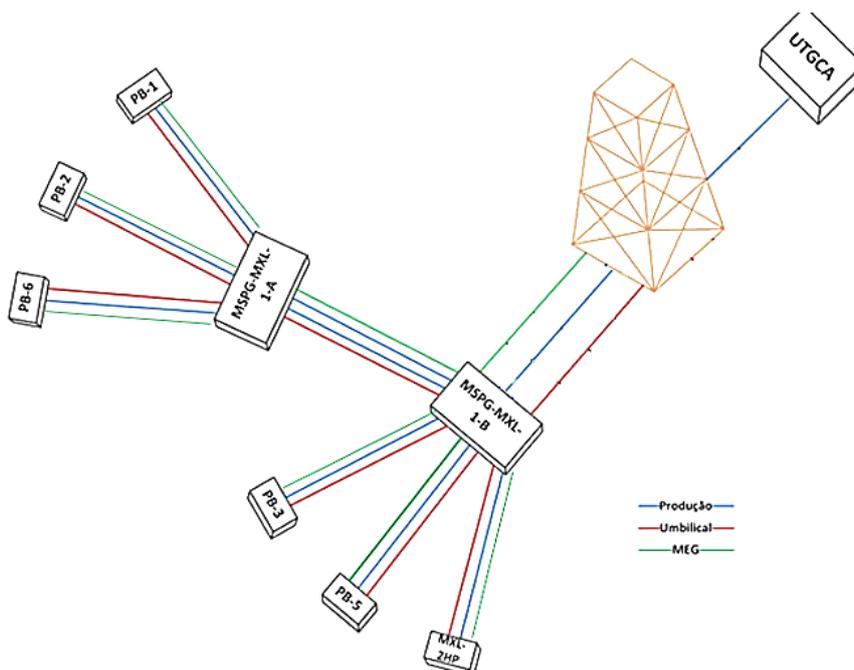


Figura 26 - Ilustração do desenvolvimento do Campo de Mexilhão.

### 3.1.1. OS POÇOS PRODUTORES

A produção do Campo de Mexilhão é realizada através de 6 poços horizontais, todos com surgência natural e localizados numa lâmina d'água média de 500 m. A Figura 27 indica o esquema geral desses poços, em que o ponto a partir do qual se inicia o desvio do trecho vertical (*kickoff*) ocorre em 4100 m de profundidade, a partir do leito marinho, com um *build-up ratio* próximo de 3°/30 m. (LAGE *et al.*, 2006)

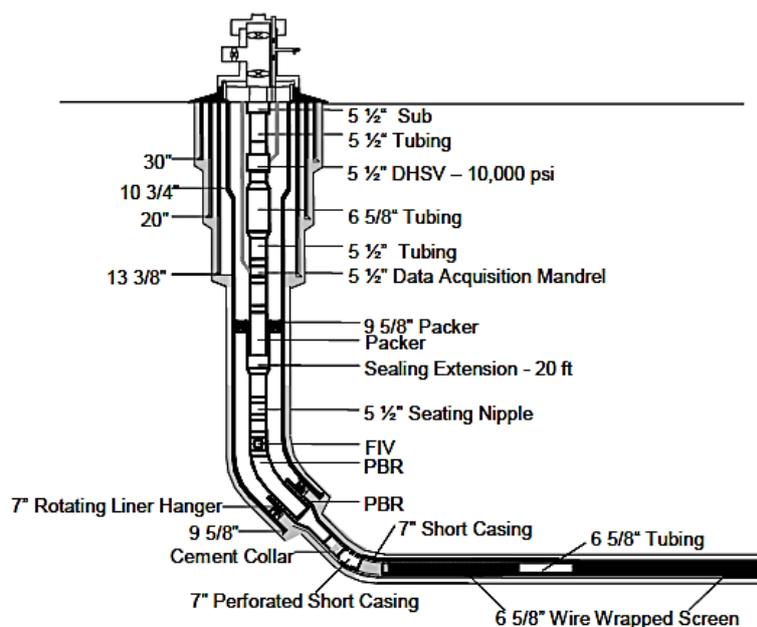


Figura 27 - Ilustração do poço de Mexilhão após instalação da coluna. (LAGE *et al.*, 2006)

Os poços possuem, em média, extensão de 5584 m e profundidade vertical de 4755 m, posição na qual a pressão do reservatório é cerca de 10.000 psi. A Tabela 2 indica o gradiente térmico dos fluidos produzidos nos poços.

Tabela 2 - Gradiente térmico dos fluidos produzidos.

Profundidade vertical	Temperatura dos fluidos
0 m (solo marinho)	130°C
4755 m	145°C

### 3.1.2. O SISTEMA SUBMARINO

Os poços são equipados com árvores de natal do tipo GLL (operadas sem mergulhador e sem cabos-guia), com válvulas do tipo *fail safe close* e isoladas termicamente. (LORENZETI & SILVA, 2012) As linhas de coleta da produção (*flowlines*) escoam os fluidos dos poços até os *manifolds* e apresentam as características listadas na Tabela 3 e 4.

Tabela 3 - Propriedades dos *flowlines* de produção de Mexilhão. (PETROBRAS, 2007a)

<b>Propriedade</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Diâmetro externo	pol	7,54
Diâmetro interno	pol	6
Espessura	cm	1,95
Rugosidade	mm	0,8
Elevação	m	0
Temperatura média do leito marinho	°C	10
Coefficiente de transferência de calor	btu/h.ft <sup>2</sup> .°F	200
Lâmina d'água	m	500

Tabela 4 - Tamanho dos *flowlines* de produção de Mexilhão. (PETROBRAS, 2007a)

<b>Poço de origem</b>	<b>Manifold de destino</b>	<b>Comprimento do <i>flowline</i></b>
PB-1	MSPG-MXL-1-A	2080
PB-6	MSPG-MXL-1-A	2845
PB-2	MSPG-MXL-1-A	2580
MXL-2HP	MSPG-MXL-1-B	1890
PB-5	MSPG-MXL-1-B	2430
PB-3	MSPG-MXL-1-B	825

Os dois *manifolds* do sistema submarino estão interconectados por um jumper de MEG que parte do *manifold* B. Outros dois jumpers de 30 m partem do *manifold* A e enviam a produção ao *manifold* B. A Tabela 5 indica as características destas linhas.

Tabela 5 - Propriedades dos *jumpers* de produção entre os *manifolds*. (PETROBRAS, 2007a)

<b>Propriedade</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Diâmetro externo	pol	12,75
Diâmetro interno	pol	12
Espessura	pol	0,375
Rugosidade	mm	0,4
Elevação	m	0
Temperatura média do leito marinho	°C	10
Coefficiente de transferência de calor	btu/h.ft <sup>2</sup> .°F	200
Lâmina d'água média	m	500

Do *manifold* B parte um *flowline* responsável por convergir toda a produção do campo à plataforma PMXL-1. Suas características estão listadas na Tabela 6.

Tabela 6 - Propriedades do *flowline* de conexão do *manifold* B à PMXL-1.

<b>Propriedade</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Comprimento	km	21.315
Diâmetro externo	pol	34
Diâmetro interno	pol	33
Espessura	pol	0,5
Rugosidade	mm	0,4
Elevação	m	328
Temperatura do leito marinho	°C	10 - 19
Coeficiente de transferência de calor	btu/h.ft <sup>2</sup> .°F	200
Lâmina d'água	m	500 - 172

A produção da PMXL-1 é exportada à UTGCA por meio de escoamento multifásico de gás e condensado através de um gasoduto com extensão aproximada de 144 km. Nas tabelas 7, 8 e 9 são apresentadas as características deste gasoduto que é dividido em dois trechos: (PETROBRAS, 2007a)

- a) A-B, assentando no assoalho marinho até LDA (lâmina d'água) de 70 m, a partir do qual segue enterrado até LDA de 0 m (costa);
- b) B-C é terrestre.

Tabela 7 - Características do gasoduto de exportação: trecho A-B.

<b>Propriedade</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Comprimento trecho A-B	km	135,5
Diâmetro externo	pol	34
Diâmetro interno	pol	33
Espessura	pol	0,5
Rugosidade	mm	0,4
Elevação trecho A-B	m	172
Temperatura do ambiente	°C	19 - 20
Coeficiente de transferência de calor	btu/h.ft <sup>2</sup> .°F	200
Lâmina d'água	m	172 - 0

Tabela 8 - Características do gasoduto de exportação: trecho B-C.

Propriedade	Unidade	Valor
Comprimento trecho B-C	km	8,5
Diâmetro externo	pol	35
Diâmetro interno	pol	34
Espessura	pol	0,5
Rugosidade	mm	0,4
Elevação trecho B-C	m	3
Temperatura do ambiente	°C	20
Coeficiente de transferência de calor	btu/h.ft <sup>2</sup> .°F	200

Tabela 9 - Condições operacionais do duto de exportação (trecho A-B e B-C).

Propriedade	Unidade	Valor
Vazão máxima de gás	MMm <sup>3</sup> /d	20
Vazão máxima de condensado	m <sup>3</sup> /d	755
Pressão	bar	250

O desenvolvimento do campo conta com um sistema de injeção contínua de MEG constituído por uma linha rígida de 4" que parte da plataforma em direção ao *manifold* B. A vazão de inibidor é regulada por válvulas dosadoras localizadas nos *manifolds* e a partir deles o inibidor segue por linhas de 1" para ser injetado à jusante do *choke* de produção de cada ANM. (OFFSHORE TECHNOLOGY, 2013)

### 3.1.3. GASODUTOS LULA-MEXILHÃO E URUGUÁ-MEXILHÃO

O gasoduto Mexilhão-UTGCA é responsável não só pela exportação do gás proveniente do Campo de Mexilhão, mas também daquele proveniente do norte da Bacia de Santos e do Pré-sal da Bacia de Santos, conforme indicado na Figura 28.

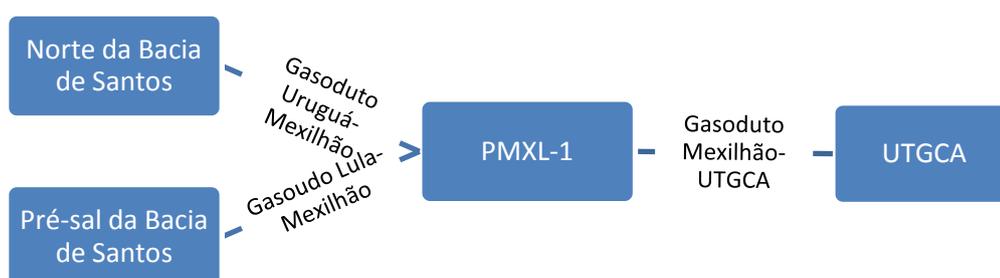


Figura 28 - Esquema dos gasodutos que compõem a malha de escoamento de gás à UTGCA.

O Gasoduto Lula-Mexilhão faz parte da malha de escoamento de gás do Pré-Sal da Bacia de Santos. A partir dele escoo o gás proveniente dos pilotos de Lula, Lula NE, Sapinhoá e do desenvolvimento da produção de Cernambi. O gasoduto Uruguá-Mexilhão faz parte da malha de escoamento do gás proveniente do norte da Bacia de Santos. A partir dele escoo o gás proveniente dos Campos de Uruguá e Tambaú, que compartilham a FPSO Cidade de Santos (os quatro poços produtores de gás de Tambaú produzem para o FPSO via *manifold*). Depois de processado, o gás de Tambaú e Uruguá é exportado através deste gasoduto, cujas características estão listadas na Tabela 10. (FEITOSA *et al.*, 2011)

Tabela 10 - Características do gasoduto Uruguá-Mexilhão.

<b>Propriedade</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Comprimento	km	174
Diâmetro externo	pol	19,75
Diâmetro interno	pol	18
Espessura	pol	0,875
Rugosidade	mm	0,4
Elevação	m	1228
Temperatura do ambiente	°C	4 - 19
Coefficiente de transferência de calor	btu/h.ft <sup>2</sup> .°F	200
Lâmina d'água	m	1400 - 172
Vazão máxima de gás	MMm <sup>3</sup> /d	10
Pressão máxima	psi	3000

#### 3.1.4. RESTRIÇÕES DE ESCOAMENTO

Os gasodutos que compõem a malha de escoamento à UTGCA apresentam limites operacionais de escoamento, conforme indicado na Tabela 11.

Tabela 11 - Limites operacionais dos gasodutos de Lula, Uruguá e Mexilhão.

<b>Gasoduto</b>	<b>Pressão máxima (bar)</b>	<b>q<sub>máxima</sub> de gás (MMm<sup>3</sup>/d)</b>
Uruguá-Mexilhão	207	10
Lula-Mexilhão	250	10
Mexilhão-UTGCA	250	20

Assim, sempre que os potenciais de produção de gás de Mexilhão, Norte e Pré-sal da Bacia de Santos ficarem acima da capacidade de escoamento desses gasodutos

as medidas a seguir são adotadas, nesta ordem, com o intuito de limitar a produção, o que garante a operação dentro dos limites de segurança: (PETROBRAS, 2006)

- i. Restrição da produção de gás não associado de Mexilhão e Uruguá-Tambaú;
- ii. Aumento da injeção de gás nos reservatórios do Pré-Sal;
- iii. Restrição da produção de óleo dos poços do Pré-Sal.

### 3.2. O PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS

Descoberto pela Petrobras no ano de 2006, o Pré-sal é composto por grandes acumulações de óleo leve armazenadas em reservatórios situados abaixo de extensa camada de sal. Ocupa uma área com cerca de 800 km de comprimento e 200 km de largura (Figura 29), com uma lâmina d'água variável entre 1500 m a 3000 m. Os seus reservatórios distribuem-se pelas bacias de Santos e Campos na margem continental brasileira e foram formados durante a ruptura do paleocontinente Gondwana nos continentes sul-americano e africano. (RICCOMINI, 2012)



Figura 29 - Distribuição dos reservatórios do Pré-sal na costa brasileira. (RICCOMINI, 2012)

Durante a separação do Gondwana formaram-se grandes depressões que deram origem a lagos abastecidos com grande quantidade de matéria orgânica proveniente de rios. À medida em que ocorria a separação dos continentes a matéria orgânica acumulada foi sendo coberta pelas águas do Oceano Atlântico que estava se formando e, então, iniciou-se a formação de uma camada de sal que atualmente chega a até 2 mil metros de espessura. (PAPATERRA, 2010)

A exploração do Pré-sal foi iniciada em 2008 no Campo de Jubarte (Bacia de Campos) e atualmente já conta com diversos projetos de desenvolvimento para explorar

as gigantescas reservas da área. A produção apresenta diversos desafios técnicos como a obtenção de um comportamento regular de produção a partir de reservatórios carbonáticos heterogêneos e de origem microbiana, a perfuração de poços através de espessas camadas de sal e à grande distância ao continente.

Em função desses desafios tem-se adotado uma estratégia de desenvolvimento em três fases sequenciais para avaliar diferentes aspectos das áreas produtivas: testes de longa duração (TLD), pilotos de produção e desenvolvimento da produção (DP). Os TLDs têm por objetivo avaliar a capacidade e o desempenho dos reservatórios, enquanto nos pilotos avalia-se o comportamento da produção e da injeção alternada de água e gás. (PETROBRAS, 2011)

A partir dos dados coletados na produção antecipada dos pilotos é possível otimizar os sistemas definitivos de produção, garantindo maior confiabilidade ao projeto final. Como exemplo, em Cernambi o desenvolvimento da produção baseou-se nos conhecimentos adquiridos nos pilotos de Lula e Lula NE, além de outros dados obtidos de poços exploratórios e de um TLD. (PETROBRAS, 2011)

Este trabalho completa a análise de 4 áreas produtoras do Pré-sal da Bacia de Santos, indicadas na Tabela 12, localizadas no Campo de Lula e Sapinhoá. O primeiro está localizado no bloco BM-S-11, a cerca de 280 km da costa, numa lamina d'água em torno de 2200 m e representa a antiga área de Tupi, que teve o nome alterado devido à declaração de comercialidade em 2010. Já o Campo de Sapinhoá está localizado no bloco BM-S-9, a cerca de 310 km da costa, em lâmina d'água média de 2141 m e representa a antiga área de Guará, cujo nome foi alterado em 2011.

Tabela 12 - Áreas contempladas neste estudo.

<b>Área</b>	<b>Tipo de Atividade</b>	<b>Campo</b>
Sapinhoá	Piloto	Campo de Sapinhoá
Lula	Piloto	Campo de Lula
Lula NE	Piloto	Campo de Lula
Cernambi	Desenvolvimento da produção	Campo de Lula

Os Pilotos de Sapinhoá e Lula NE deverão operar por até 27 anos, podendo, dentro deste período, serem adaptados para projetos de Desenvolvimento de Produção. O DP de Cernambi também possui previsão de operar por 27 anos. Os tópicos a seguir descrevem o projeto original de desenvolvimento dessas áreas, baseado em PETROBRAS, 2011.

### 3.2.1. OS POÇOS PRODUTORES E INJETORES

A Tabela 13 indica o tipo e o número de poços incluídos nas atividades das quatro áreas analisadas do Pré-sal.

Tabela 13 - Número e tipo de poços incluídos nas áreas analisadas do Pré-sal

Poço	Lula NE	Lula	Cernambi	Sapinhoá
Produtor	13	8	8	8
Injetor de água	0	1	0	3
Injetor de gás	2	0	0	1
Injetor WAG	5	2	7	1
Total	20	11	15	13

No Campo de Lula, o Piloto de Lula NE inclui 20 poços, dos quais 10 são produtores, 3 são produtores que serão convertidos em injetores WAG, 5 são injetores WAG e 2 são injetores de gás. No entanto, somente 8 poços produtores, 4 injetores WAG e 1 injetor de gás estão em operação, enquanto os demais são considerados reservas e ainda não foram perfurados. As características detalhadas dos poços em operação nesses pilotos e DP estão indicadas no Anexo A.

Nos poços WAG a injeção de gás ocorre durante um certo período de tempo e em seguida a água é injetada através de outra linha para completar o ciclo. Apesar da influência da espessura de sal na temperatura nos reservatórios do Pré-sal (quanto maior essa espessura, menor a temperatura), pode-se assumir um perfil térmico típico para os fluidos produzidos nestas áreas, indicado na Figura 30 e na Tabela 14.

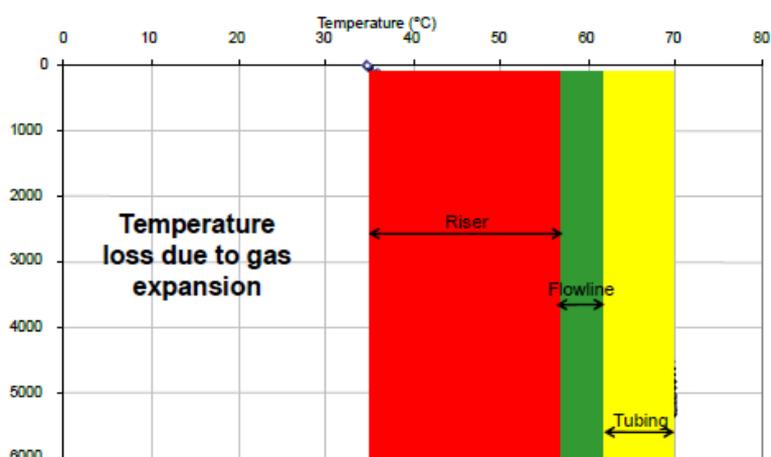


Figura 30 - Perfil térmico dos fluidos produzidos nos poços do Pré-sal a uma TVD de 5000 m.

Tabela 14 - Gradiente térmico dos fluidos produzidos nos poços do Pré-sal.

Profundidade vertical	Temperatura dos fluidos
0 m (solo marinho)	60°C
5000 m	70°C

Nos pilotos e DP os poços contam com completção inteligente, o que permite o fechamento ou abertura independente de até três zonas de produção, o que garante maior flexibilidade no gerenciamento do campo e minimiza o número de intervenções.

### 3.2.2. O SISTEMA SUBMARINO

Todos os poços produtores são satélites e ligam-se à UEP através de um conjunto formado por uma linha de produção, uma de serviço e um umbilical eletro-hidráulico. Essa configuração permite uma elevada produtividade mesmo quando os poços possuem valores de IP diferentes, em detrimento à arquitetura com *manifold*. Já os injetores são satélites ou estão associados a *manifolds*, que somente são empregados quando há limitação do número de *risers* que pode ser instalado. Os poços de injeção de gás e água são atendidos por essas linhas, enquanto os injetores WAG possuem uma linha de gás e outra de água.

Em função de problemas com garantia de escoamento, *flowlines* e *risers* de produção são isolados termicamente para garantir que a temperatura do fluido seja alta o suficiente para não haver formação de depósitos de parafina e hidrato. As linhas de serviço oferecem acesso ao espaço anular do poço e podem prever a passagem de “pigs inteligentes”, mas também há previsão de serem empregadas como linhas de *gas lift*, se necessário.

As características das linhas de produção, serviço e injeção (*flowline* e *riser*) que compõem o sistema de escoamento apresentam as características listadas na Tabela 15, à exceção das linhas do Piloto de Lula, cujos dados não foram encontrados. O comprimento de cada linha que atende aos poços é indicado no Anexo A.

Tabela 15 - Propriedades das linhas de produção, serviço e injeção (a espessura foi estimada).

Propriedade	Unidade	Produção	Serviço	Água	Gás
Diâmetro interno	pol	6	4	6	6
Espessura	cm	1,95	1,95	1,95	1,95
Vazão máxima	Mm <sup>3</sup> /d	2,23	0,12	7,96	3.000
Pressão máxima	psi	6.000	5.000	5.000	10.000
Temperatura de operação	°C	4 - 82	4 - 40	4 - 82	4 - 82

Os risers possuem extensão média de 3700 m para o piloto de Sapinhoá e 3100 m para o piloto de Lula NE e DP de Cernambi. Nos pilotos de Lula e Cernambi todos os risers são flexíveis, enquanto os pilotos de Sapinhoá e Lula NE empregam SCR suspensa através de boia submersa (BSR) para a produção e injeção, enquanto as linhas de serviço são flexíveis.

Em alguns reservatórios o conteúdo de CO<sub>2</sub> é negligenciável, mas em outros pode chegar a 20%. Devido à grande variabilidade na produção de CO<sub>2</sub> os materiais empedados no sistema submarino são protegidos contra a corrosão. Os dutos são de aço carbono C-Mn, que confere a resistência estrutural necessária às aplicações, com uma proteção anticorrosiva interna de CRA, uma liga resistente à corrosão que isola o fluido do contato direto com o duto.

Os umbilicais de controle são todos do tipo eletro-hidráulico e atuam com fluido hidráulico de até 10.000 psi para o acionamento das válvulas das ANMs e dos sistemas de completação inteligente. O umbilical também possui linhas hidráulicas para injeção de produtos químicos (inibidor de incrustação, desemulsificante e inibidor de hidrato) e cabos elétricos para alimentação, controle e aquisição de sinais. Essencialmente esses umbilicais contam com 4 linhas hidráulicas de 1/2" e 10.000 psi, 6 linhas de 1/2" HCR (tubo de alta resistência ao colapso para injeção química) e 5.000 psi, além de 4 pares de cabos elétricos de 4 mm<sup>2</sup>.

As árvores de natal molhadas são verticais e possuem pressão limite de trabalho de 10.000 psi. Após processamento na plataforma o escoamento da produção de gás dos pilotos e DP ocorre via gasoduto submarino, conforme a Figura 31.

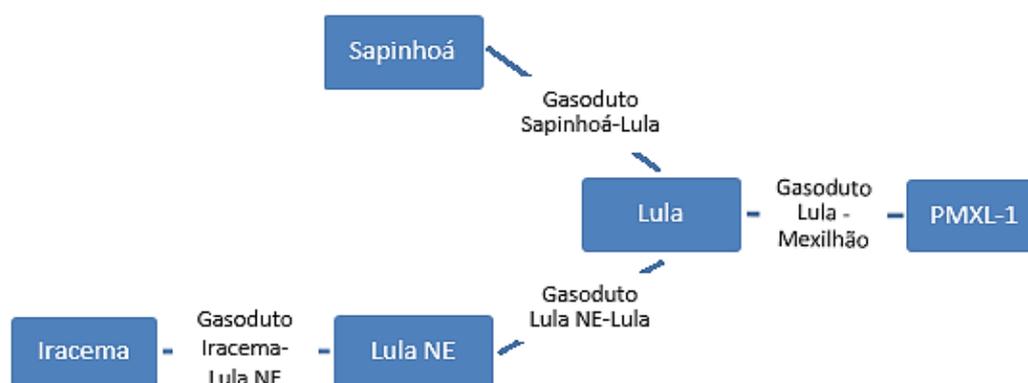


Figura 31 - Rede de escoamento de gás do Pré-sal.

Os gasodutos Sapinhoá-Lula e Lula NE-Lula ligam as respectivas unidades de produção a um PLEM associado ao FPSO Cidade de Angra dos Reis (Piloto de Lula). Neste PLEM há o entroncamento com o gasoduto Lula-Mexilhão que escoo o gás produzido nessas áreas até a PMXL, onde há um entroncamento com o gasoduto Mexilhão-UTGCA. O gás oriundo dessas áreas do Pré-sal, portanto, não integra o

sistema de processamento da plataforma de Mexilhão. O gasoduto Cernambi-Lula NE, por sua vez, é uma extensão do gasoduto Lula NE-Lula, interligando a unidade de produção local a um PLEM localizado em Lula NE.

As características destes gasodutos estão indicadas na Tabela 16.

Tabela 16 - Características dos gasodutos de Sapinhoá, Lula NE, Cernambi, Lula.

<b>Propriedade</b>	<b>Unidade</b>	<b>Sapinhoá</b>	<b>Lula NE</b>	<b>Cernambi</b>	<b>Lula</b>
Comprimento	km	54	20	30	216
Diâmetro externo	pol	18	18	18	18
Diâmetro interno	pol	15,5	15,5	15,5	15,5
Espessura	pol	1,25	1,25	1,25	1,25
Rugosidade	mm	0,4	0,4	0,4	0,4
Elevação	m	-26	-1	0	1974
Temperatura marinha	°C	4	4	4	4-19
Q <sub>máxima</sub> de gás	MMm <sup>3</sup> /d	9,3	9,3	9,3	
Pressão máxima	bar	320	320	320	320

Os valores de rugosidade e espessura foram estimados, enquanto a elevação foi calculada como sendo a diferença de lâmina d'água entre os pontos extremos do gasoduto.

### 3.2.3. PROCESSAMENTO DOS FLUIDOS

Para os pilotos e desenvolvimento da produção são empregados FPSO's semelhantes entre si, cujas informações relevantes são indicadas na Tabela 17.

Tabela 17 - Características dos FPSOs empregados no Pré-sal.

<b>FPSO</b>	<b>Área</b>	<b>Profundidade (m)</b>	<b>Óleo (bpd)</b>	<b>Gás (MMm<sup>3</sup>/d)</b>
Cidade de São Paulo	Sapinhoá	2141	120.000	5
Cidade de Paraty	Lula NE	2115	120.000	8
Cidade de Mangaratiba	Cernambi	2200	150.000	8
Cidade Angra dos Reis	Lula	2149	100.000	5

As plantas de processamento dessas UEPs garantem a separação e tratamento das correntes de óleo, gás e água. Após processamento, o óleo é estocado em tanques e periodicamente é enviado para navios aliviadores, enquanto o gás é exportado através

de gasoduto submarino ou injetado no reservatório. Nos Pilotos de Sapinhoá, Lula NE e no DP de Cernambi a produção de CO<sub>2</sub> gira em torno de 12%, 15% e 1% no gás produzido, respectivamente. Em função disso, esses dois pilotos incluem um processo de separação desse componente da corrente gasosa através de membranas. O CO<sub>2</sub>, então, é injetado diretamente no reservatório ou misturado com o gás tratado e injetado. No caso haver excesso de produção de CO<sub>2</sub> no DP de Cernambi, o gás produzido é diretamente injetado no reservatório.

### 3.3. SIMPLIFICAÇÕES E CONSIDERAÇÕES

A construção de todos os cenários de simulação baseou-se no projeto original de desenvolvimento do Campo de Mexilhão, DP de Cernambi e Pilotos de Lula NE e Cernambi, descrito nos itens anteriores. As simplificações e considerações adotadas para realizar as simulações no PIPESIM<sup>TM</sup> são indicadas a seguir.

#### 3.3.1. SEPARAÇÃO SUBMARINA

Para simular o cenário *subsea to shore*, as plataformas de produção foram eliminadas e para o caso das áreas do Pré-sal considerou-se a existência de um separador submarino água/óleo/gás com eficiência de 70% na posição dos respectivos FPSOs, além dos seguintes equipamentos:

- i. Um *manifold* de coleta localizado a 100 m do separador, que recebe os *flowlines* de produção dos poços e converge os fluidos para o separador;
- ii. Um *manifold* de injeção localizado a 100 m do separador e que recebe toda a água oriunda da separação para distribuição entre os poços injetores de água/WAG.

#### 3.3.2. POÇOS INJETORES

Desconsiderou-se nas simulações no PIPESIM<sup>TM</sup> todos os poços injetores de gás e considerou-se apenas a injeção de água para os poços WAG.

#### 3.3.3. FLOWLINES DE PRODUÇÃO E INJEÇÃO

Estas linhas de escoamento foram consideradas retilíneas, com comprimento equivalente ao original, enquanto a elevação é considerada como a diferença entre os níveis dos pontos extremos. Devido ao escoamento multifásico, associado às condições que privilegiam a formação de hidratos e deposição de parafinas, essas linhas contam com isolamento térmico que confere um coeficiente global de transferência de calor próximo de 0,2 btu/h.ft<sup>2</sup>.°F

### 3.3.4. LINHAS DE EXPORTAÇÃO

Para os campos de óleo do Pré-sal considerou-se a existência de oleodutos submarinos para o escoamento da fração líquida, cuja extensão é idêntica a dos respectivos gasodutos. Essas linhas contam com isolamento térmico até as proximidades de onde está instalada a plataforma de Mexilhão, a partir de onde não há mais isolamento devido à maior temperatura marinha (próxima de 20°C). As linhas de exportação de gás, no entanto, não possuem isolamento térmico.

### 3.3.5. MODELO DE COMPLETAÇÃO E CORRELAÇÕES

O modelo de completação empregado para o Campo de Mexilhão foi o *IP Distribuído*, em que a performance do poço é expressa através de um índice de produtividade por unidade de comprimento, em que se considera a queda de pressão ao longo da seção horizontal. Este índice foi calculado através de equações de produtividade do modelo de *Babu e Odeh* para reservatórios de gás. No caso das áreas do Pré-sal empregou-se o modelo IPR (índice de produtividade linear), já que os reservatórios possuem pressão superior à de bolha na condição original.

Considerou-se que os poços produzem de um único reservatório com propriedades homogêneas ao longo de sua extensão e que os poços do Pré-sal possuem IP e II estimado em 50 m<sup>3</sup>/d/bar, baseado no IP para os poços do TLP de Tupi, que varia de (2 a 100) m<sup>3</sup>/d/bar, e no IP da área de Carioca, região próxima das áreas analisadas, que é de 100 m<sup>3</sup>/d/bar. Esses valores foram validados no PIPESIM™ considerando um escoamento até a plataforma e reproduziram uma produtividade similar em relação à esperada para um certo  $P_{wf}$ .

A Tabela 18 indica as correlações empregadas.

Tabela 18 - Correlações empregadas nas simulações.

<b>Propriedade</b>	<b>Correlação</b>
Escoamento Vertical	Hagedorn & Brown
Escoamento Horizontal	Beggs & Brill Revised
Fase Simples	Moody
Viscosidade do Óleo Morto	Beggs & Robinson
Viscosidade do Óleo Vivo	Chew & Connally
Razão de Solubilidade	Lasater
Índice de Produtividade	Well PI (Productivity Index)
Base de Dados	Baker Jardine & Associates (Schlumberger)

### 3.3.6. CONDIÇÕES DE CONTORNO

Para os poços produtores e injetores foram definidas as pressões como as do próprio reservatório, indicadas na Tabela 19, enquanto a pressão de chegada à costa (UTGCA) foi definida no valor de 10 kg/cm<sup>2</sup>. Para o segundo conjunto de análises considerou-se que a pressão nos poços do Pré-sal é igual a pressão de saturação (aproximadamente 400 kgf/cm<sup>2</sup>), quando o *water cut* médio é cerca de 40%. (PETROBRAS, 2011)

Tabela 19 - Pressões nos reservatórios de cada área analisada.

Área	Pressão (kgf/cm <sup>2</sup> )
Mexilhão	703
Lula	580
Lula NE	580
Sapinhoá	550
Cernambi	580

### 3.3.7. MODELAGEM DO ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

No escoamento multifásico dos fluidos empregou-se o modelo *Black Oil* para as áreas do Pré-sal com os dados de partida indicados na tabela 20, referentes ao estado original do reservatório quando todos os poços estão em operação. Os dados de Lula são estimados e tomados como idênticos aos de Lula NE.

Tabela 20 - Características assumidas na modelagem *black oil*. (PETROBRAS, 2011)

Área	Unidade	Sapinhoá	Lula NE	Cernambi	Lula
Water cut	%	7,75	7	9,97	7
RGO	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	221,94	280	341,1	280
d <sub>gás</sub>	-	0,64	0,64	0,64	0,64
d <sub>água</sub>	-	1,02	1,02	1,02	1,02
°API	-	27,06	26,39	30,68	26,39

### 3.3.8. O PILOTO DE LULA

Não foram encontrados dados além do número de poços do Piloto de Lula. Então, considerou-se que suas características são similares ao Piloto de Lula NE e que todos os *flowlines* possuem extensão de 5 km.

## 4. RESULTADOS: ANÁLISE TÉCNICA

### 4.1. CAMPO DE MEXILHÃO

O Campo de Mexilhão é um excelente candidato à implementação de um sistema submarino *subsea to shore*: é um campo de gás, de elevada pressão e baixa produção de água. A implementação da plataforma fixa no campo ocorreu fundamentalmente para que ela atuasse como centro de apoio naquela região. Como o gasoduto Mexilhão-UTGCA também é usado como rota de escoamento de gás do Pré-sal e Norte de Santos e devido à premissa de reduzir a produtividade de Mexilhão para privilegiar o escoamento de gás dessas regiões, optou-se por realizar uma análise da flexibilidade do sistema submarino *subsea to shore* deste campo.

Para esta análise eliminou-se a plataforma de Mexilhão e manteve-se os gasodutos de Lula e Uruguá como uma conexão ao gasoduto Mexilhão-costa. A Figura 32 ilustra este cenário.

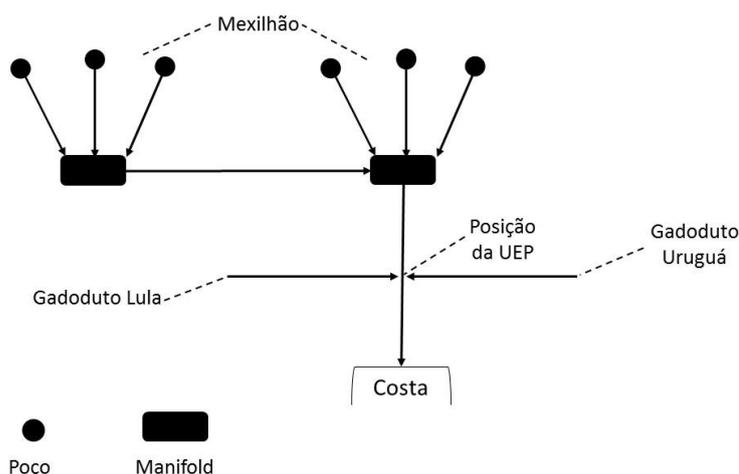


Figura 32 - Ilustração do sistema submarino *subsea to shore* do Campo de Mexilhão.

Na análise de flexibilidade deste sistema, variou-se a pressão de entrada no sistema (poços) e manteve-se diferentes vazões de escoamento nos gasodutos de Lula e Uruguá. Ao todo foram simulados sete cenários em que a pressão do reservatório era 100, 90, 80, 70, 60, 55 e 50 kpsi. Para possibilitar a análise de cada um deles considerou-se que a composição média do fluido produzido se mantém constante e independente da pressão.

As vazões nos gasodutos de Lula e Uruguá foram escolhidas com o propósito de avaliar o cenário *subsea to shore* proposto nas condições mais severas. Assim, parte-se de uma vazão conjunta mínima a partir da qual há alteração significativa na produtividade do Campo de Mexilhão, quando comparada à produtividade referência

(situação em que somente o gás de Mexilhão escoar até a costa). O caso mais extremo foi aquele para o qual o somatório das vazões dos gasodutos de Lula e Uruguá era 15 MMm<sup>3</sup>/d, ponto a partir do qual se atinge o limite operacional de pressão nesses gasodutos.

Para o caso de escoamento de 10 MMm<sup>3</sup>/d e 5 MMm<sup>3</sup>/d nos gasodutos de Lula e Uruguá, respectivamente, o impacto na produtividade em Mexilhão é o mesmo que na situação inversa (gasoduto de Lula escoar 5 MMm<sup>3</sup>/d e o de Uruguá escoar 10 MMm<sup>3</sup>/d). Isso acontece porque a pressão de chegada do gás na UTGCA é fixa (condição de contorno) e, então, o ponto de entroncamento dos gasodutos apresentará a mesma pressão já que o somatório das vazões é a mesma (no exemplo dado, 15 MMm<sup>3</sup>/d). Por esse motivo a vazão individual nessas linhas não é especificada, somente a conjunta.

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes obtidos a partir da simulação de fluxo.

#### 4.1.1. PRESSÃO A 10 KPSI

Este cenário compreende o estado inicial do reservatório do Campo de Mexilhão, cuja pressão é de 10.000 psi. Os resultados mais relevantes para este caso estão indicados nas Tabelas 21 e 22 (as variações da produção foram calculadas em relação à produção de gás no caso com a plataforma, que foi de 5,77 MMm<sup>3</sup>/d).

Tabela 21 - Vazões e produtividade para o Campo de Mexilhão no cenário de 10.000 psi.

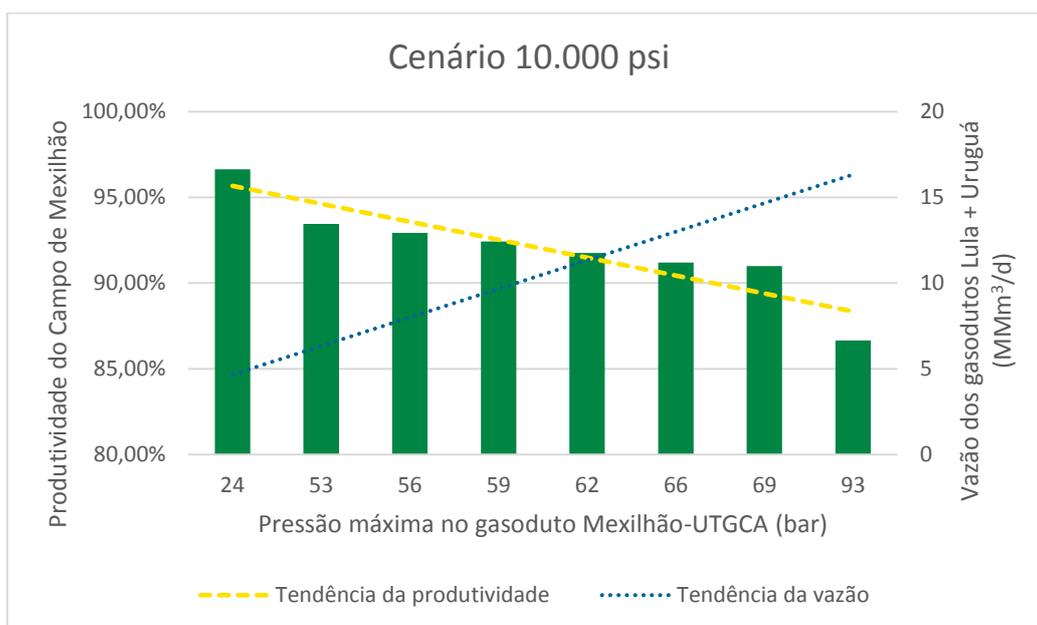
<b>q<sub>Lula</sub> + q<sub>Uruguá</sub> (MMm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>q<sub>gás</sub> (MMm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>q<sub>condensado</sub> (m<sup>3</sup>/d)</b>	<b>q<sub>água</sub> (m<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Δq</b>
0	5,58	557,00	90,68	97%
9	5,39	538,65	87,69	93%
10	5,36	535,69	87,21	93%
11	5,33	532,55	86,69	92%
12	5,29	528,88	86,10	92%
13	5,26	525,68	85,58	91%
15	5,25	524,54	85,39	91%
15	5,00	499,55	81,32	87%

Tabela 22 – Produtividade e pressão máxima nos gasodutos no cenário de 10.000 psi.

$q_{Lula} + q_{Uruguá}$ (MMm <sup>3</sup> /d)	$P_{máx}$ Lula (bar)	$P_{máx}$ Uruguá (bar)	$P_{máx}$ Mexilhão- UTGCA (bar)	$\Delta q$
0	-	-	23,8	97%
9	157,0	61,1	52,9	93%
10	189,9	-	56,1	93%
11	191,2	68,5	59,2	92%
12	192,4	76,8	62,2	92%
13	178,6	96,6	65,5	91%
15	165,4	120,8	68,7	91%
15	209,4	129,9	92,5	87%

Num modelo em rede que engloba diversos componentes que convergem para um sistema de coleta comum, a pressão na cabeça do poço - e, por consequência, a produção - é influenciada pela contrapressão imposta pelo sistema. O aumento da vazão de gás escoado nos gasodutos de Lula e Uruguá implica, portanto, numa maior restrição à produção dos poços. Essa relação fica perceptível no Gráfico 1: o aumento da vazão nesses gasodutos é acompanhado pelo aumento da pressão máxima no gasoduto Mexilhão-UTGCA e, conseqüentemente, da diminuição da produtividade dos poços.

Gráfico 1 - Influência da vazão nos gasodutos de Lula e Uruguá na produtividade de Mexilhão.



A vazão limite operacional do gasoduto Mexilhão-UTGCA é de 20 MMm<sup>3</sup>/d. Com base neste limite, os dados da Tabela 21 para a vazão de gás são apresentados no Gráfico 2, enquanto a produtividade do campo é indicada no Gráfico 3.

Gráfico 2 - Vazão de gás escoado no gasoduto Mexilhão-UTGCA.

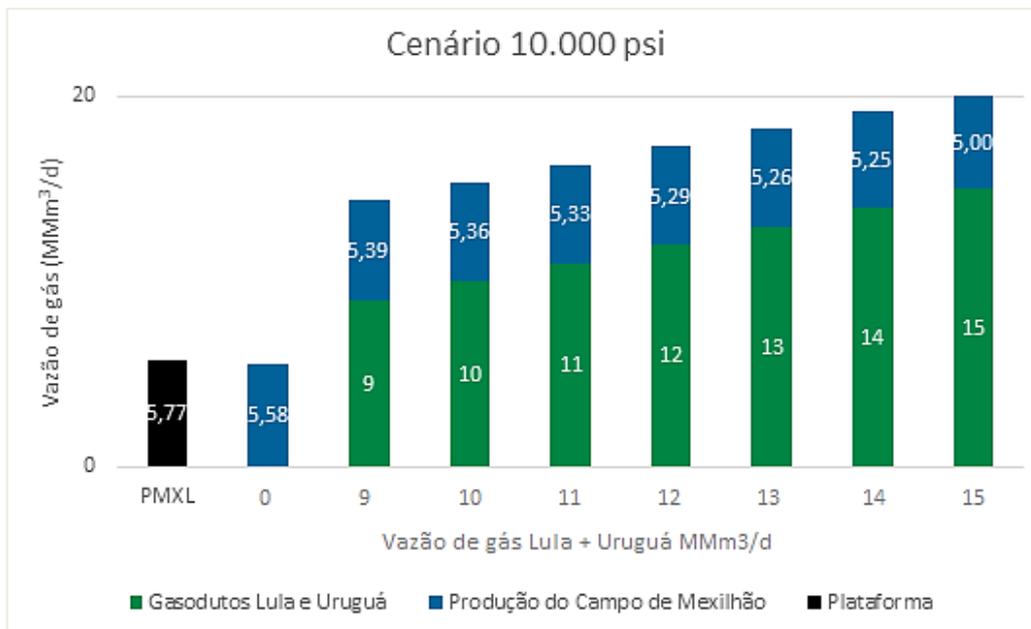
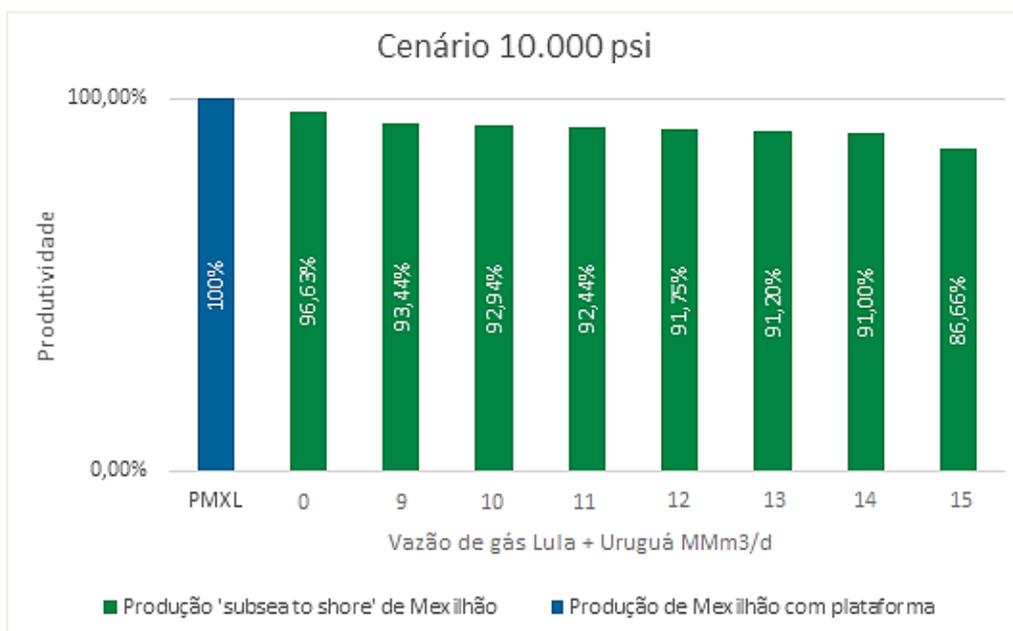


Gráfico 3 - Produtividade do Campo de Mexilhão em relação à vazão de gás.



A eliminação da plataforma impõe uma queda na produtividade do campo de 3,37% (variação de 5,77 MMm<sup>3</sup>/d para 5,58 MMm<sup>3</sup>/d). A diferença de produtividade não tão elevada deve-se, fundamentalmente, à baixa produção de água no campo e à

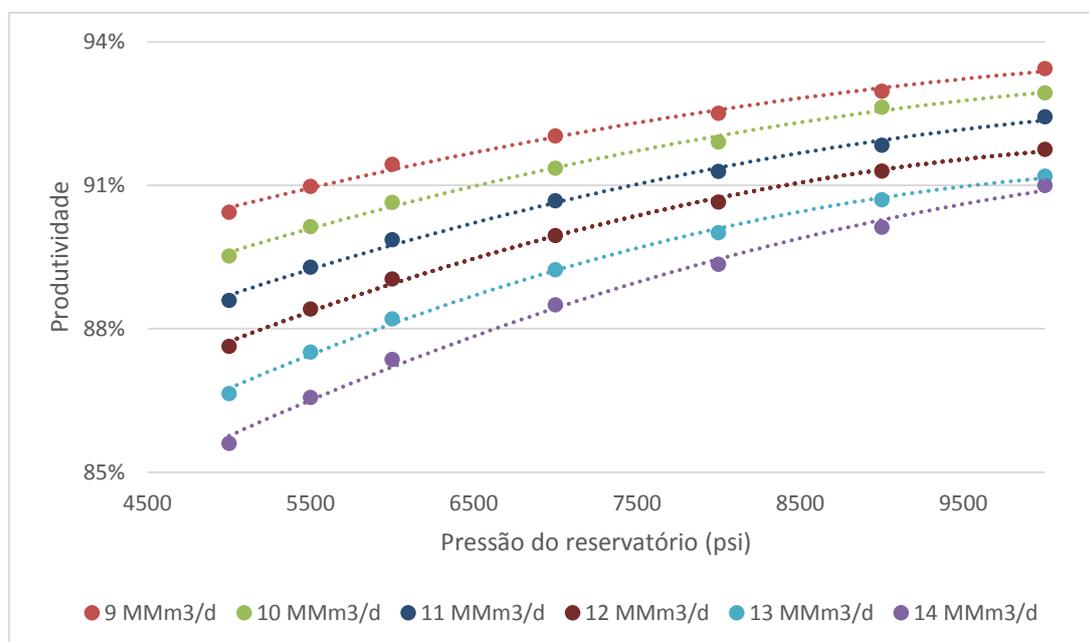
elevada pressão do reservatório, que contribui para que os fluidos produzidos tenham energia suficiente para escoarem até a costa. À medida que ocorre o aumento da vazão de gás escoado nos gasodutos Lula e Uruguá ( $q_{Lula} + q_{Uruguá}$ ), a produtividade do campo cai até atingir a vazão limite de 5 MMm<sup>3</sup>/d, o que representa uma redução de 13% em relação à vazão no cenário convencional, 5,77 MMm<sup>3</sup>/d.

Este é o único caso em que se atinge o limite de exportação do gasoduto Mexilhão-UTGCA e, portanto, a produtividade do campo fica limitada à capacidade de exportação do gasoduto. Para situações em que  $q_{Lula} + q_{Uruguá}$  é superior a 15 MMm<sup>3</sup>/d atinge-se o limite de pressão do(s) gasoduto(s) de Lula e/ou Uruguá, mesmo que não haja produção no Campo de Mexilhão. Desta forma, este é o caso mais extremo simulado em que são respeitadas as condições limites.

#### 4.1.2. COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS

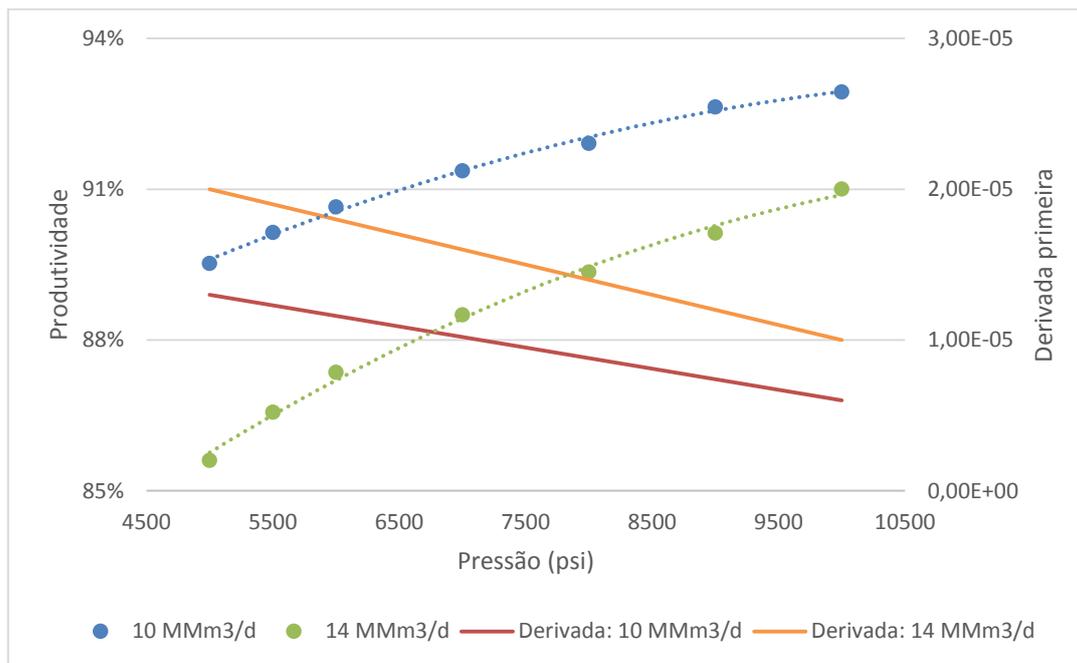
O Gráfico 4 ratifica que, para certa pressão, o aumento da vazão de gás escoado nos gasodutos de Lula e Uruguá implica na redução da produtividade do Campo de Mexilhão. Para pressões menores do reservatório esse aumento da vazão tem maior influência na produtividade do campo, devido ao esgotamento da energia do reservatório. Este comportamento fica evidente na diferença de espaçamento entre curvas consecutivas, que fica maior à medida que a pressão diminui.

Gráfico 4 - Influência da pressão na produtividade do Campo de Mexilhão para diversos casos.



A influência do esgotamento da energia do reservatório sobre a produtividade do campo também pode ser evidenciada no Gráfico 5, onde se destaca a derivada primeira da produtividade para dois casos distintos de escoamento nos gasodutos de Lula e Uruguá. À medida que ocorre a depleção do reservatório, a produtividade do campo tende a cair mais rapidamente quando se aumenta a vazão de gás escoada nos gasodutos de Lula e Uruguá.

Gráfico 5 - Derivada primeira das curvas de produtividade para os casos (10 e 14) MMm<sup>3</sup>/d.



De todos os casos simulados, a maior queda de produtividade observada foi, justamente, para uma pressão do reservatório equivalente a 5000 psi, menor pressão simulada. Nesta situação, a queda máxima de produtividade do campo foi de 15,4%, para o caso em que  $q_{Lula} + q_{Uruguá}$  totalizam 15 MMm<sup>3</sup>/d.

#### 4.1.3. PROCESSAMENTO SUBMARINO

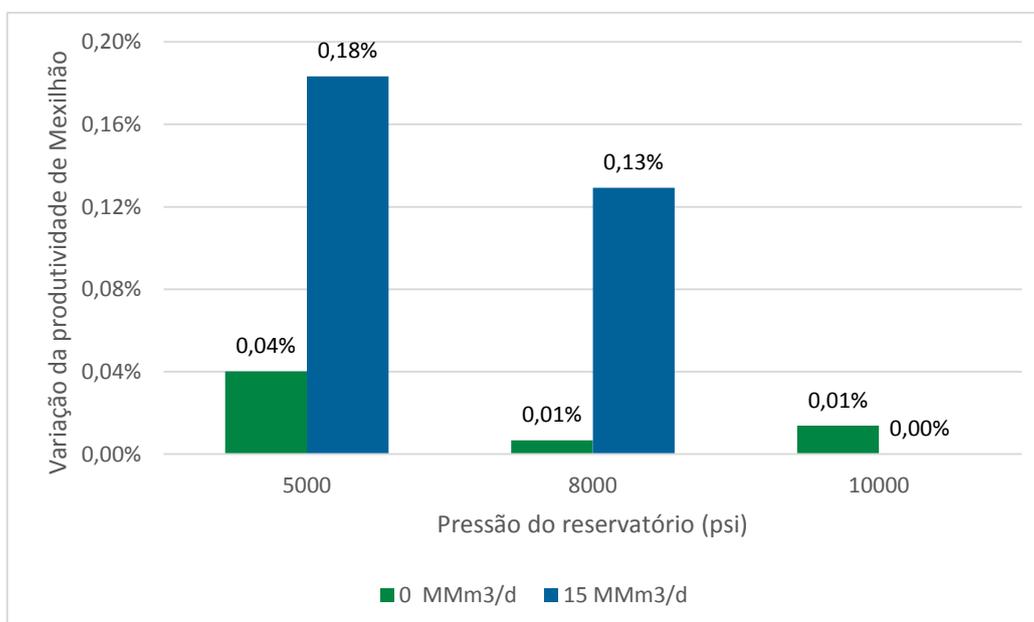
Com o intuito de avaliar a influência do escoamento da água produzida em Mexilhão na produtividade do campo, alocou-se um separador submarino de água logo após o *manifold* que direciona toda a produção do campo ao gasoduto de exportação. A água, então, é eliminada da corrente produzida e descartada, enquanto o condensado e o gás são exportados. Considerou-se um separador ideal, com eficiência é de 100%, com o intuito de avaliar o real impacto do escoamento da água. Os resultados estão indicados na Tabela 23 e no Gráfico 6.

Tabela 23 - Influência do escoamento da água na produtividade de Mexilhão.

P <sub>reservatório</sub> (psi)	Q <sub>Lula + Uruguá</sub> (MMm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>gás antes</sub> (MMm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>gás depois</sub> (MMm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>gás PMXL</sub> (MMm <sup>3</sup> /d)	Varição <sup>1</sup>
5000	0	2,1585	2,1594	2,24	0,04%
8000	0	4,2598	4,2601	4,41	0,01%
10000	0	5,5756	5,5764	5,77	0,01%
5000	15	1,8919	1,896	2,24	0,18%
8000	15	3,9104	3,9161	4,41	0,13%
10000	15	5,0000	5,0000	5,77	0,00%

1 –  $(Q_{\text{depois}} - Q_{\text{antes}})/Q_{\text{PMXL}}$ .

Gráfico 6 - Variação da produtividade de Mexilhão devido ao emprego de separador de água.



Quando a vazão conjunta dos gasodutos de Lula e Uruguá totaliza 15 MMm<sup>3</sup>/d e a pressão do reservatório é de 10.000 psi, não há variação da produtividade do campo mesmo com o emprego de separador submarino. Neste caso, especificamente, a produtividade de Mexilhão está limitada à capacidade de exportação do gasoduto Mexilhão-UTGCA, que é de 20 MMm<sup>3</sup>/d, de forma que aumentos da vazão de gás do campo são inviáveis.

Para os demais casos, no entanto, há um pequeno aumento da produtividade quando ocorre a eliminação da fase água, sendo o maior para o caso extremo de 15 MMm<sup>3</sup>/d de gás para os gasodutos de Lula mais Uruguá. Neste caso, a eliminação da água reduz a perda de carga do fluido escoado, o que compensa parcialmente a elevada

contrapressão imposta ao sistema produtivo. O ganho de produção torna-se progressivamente maior para menores pressões do reservatório, situação em que a energia natural de produção dos fluidos é menor e, portanto, a diminuição da perda de carga tem maior impacto na produtividade.

De forma geral, os ganhos de produtividade tendem a ser muito pequenos em decorrência da baixa produção de água, justificada pelas características geológicas do reservatório, cujas rochas apresentam baixa permeabilidade, o que inibe a permeabilidade efetiva da água.

De forma análoga, avaliou-se o ganho de produtividade do campo com a implementação de um sistema de bombeio multifásico submarino. Para isso, idealizou-se um caso extremo constituído de uma bomba submarina que ofereça 80 kg/cm<sup>2</sup> de diferencial de pressão, cujas eficiências do compressor e da bomba são de 100%. A bomba foi instalada na mesma posição do separador submarino.

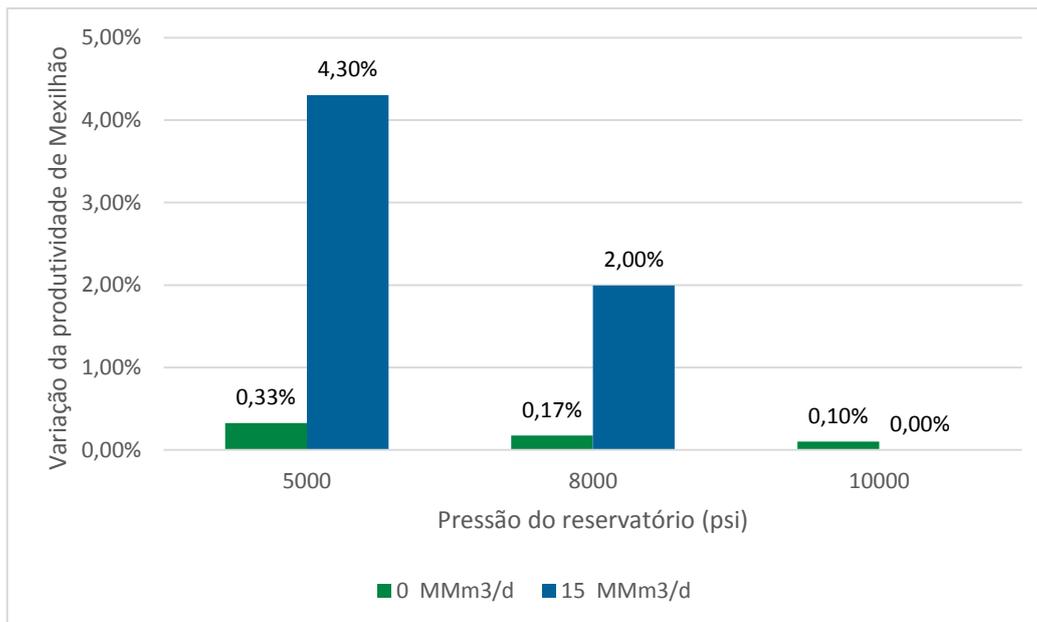
Os resultados estão indicados na Tabela 24 e no Gráfico 7. O resultado mais relevante foi aquele para o qual a pressão do reservatório é de 5000 psi e a vazão conjunta de gás em Lula e Uruguá é de 15 MMm<sup>3</sup>/d, em que a produtividade aumenta 4,30%.

Tabela 24 – Ganho de produtividade de Mexilhão devido ao sistema de bombeio submarino.

<b>P</b> <b>reservatório</b> <b>(psi)</b>	<b>q</b> <b>Lula + Uruguá</b> <b>(MMm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>q</b> <b>gás antes</b> <b>(MMm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>q</b> <b>gás depois</b> <b>(MMm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>q</b> <b>gás PMXL</b> <b>(MMm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Varição</b> <sup>1</sup>
5000	0	2,1585	2,1658	2,2371	0,33%
8000	0	4,2598	4,2675	4,4090	0,17%
10000	0	5,5756	5,5815	5,7655	0,10%
5000	15	1,8919	1,9882	2,2371	4,30%
8000	15	3,9104	3,9984	4,4090	2,00%
10000	15	5,0000	-	5,7655	-

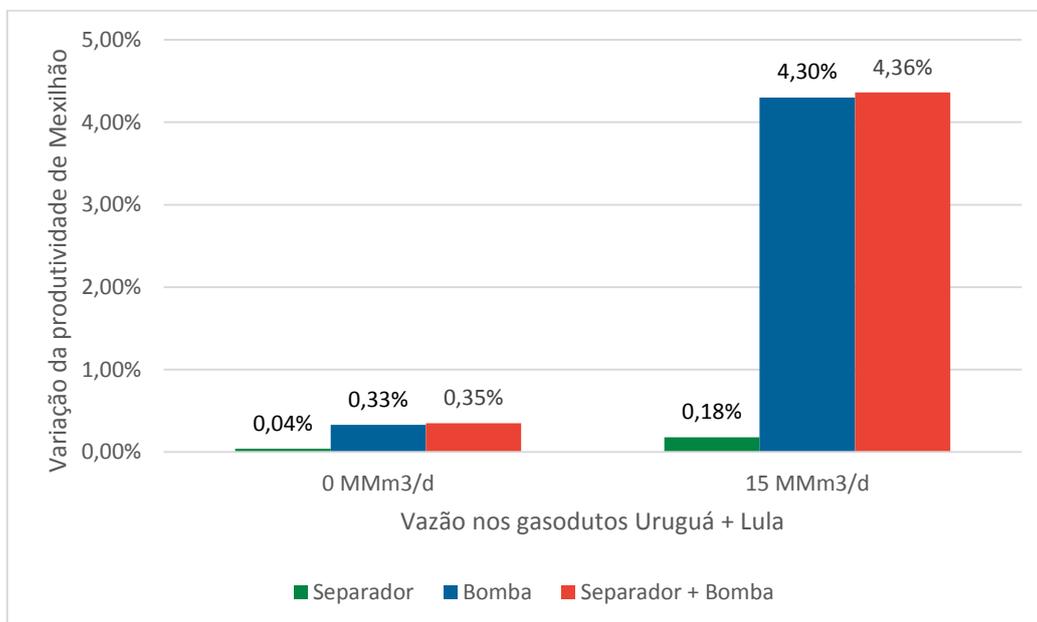
1 – Cálculo:  $(q_{\text{depois}} - q_{\text{antes}})/q_{\text{PMXL}}$ .

Gráfico 7 - Ganho de produtividade de Mexilhão devido ao sistema de bombeio submarino.



De forma complementar, avaliou-se também o ganho de produtividade para o caso em que ocorre a instalação do separador de água e da bomba multifásica simultaneamente, nesta mesma ordem, logo após o *manifold* de produção. Os resultados são apresentados no Gráfico 8 para o cenário de 5000 psi.

Gráfico 8 - Ganho de produtividade pela implementação de separador, bomba e de ambos.



A partir desses dados pode-se inferir que o ganho de produtividade, em sua maior parte, deve-se à implementação do sistema de bombeio idealizado. No entanto, esses ganhos são razoáveis apenas para os casos em que o escoamento de gás a partir de

Lula e Uruguá é alto, quando o sistema implementado compensa a contrapressão imposta pelo escoamento nesses gasodutos.

Com base nesses resultados, a implementação do processamento submarino não traz impacto efetivo à produção de Mexilhão e a instalação de uma bomba é inviável tecnicamente, devido à condição severa de escoamento de gás. A queda de produtividade devido à interação entre os escoamentos numa rede compartilhada não foi tão acentuada para Mexilhão, principalmente pela alta pressão do reservatório e pela baixa fração de líquido, o que confirma a viabilidade técnica do cenário. No entanto, para os casos do Pré-sal, analisados a seguir, esse impacto é relevante.

## 4.2. PRÉ-SAL

Para as áreas do Pré-sal simulou-se dois cenários distintos: um para o qual os reservatórios estão nas condições originais e outro nas condições equivalentes ao ponto de bolha (400 kgf/cm<sup>2</sup> e *water cut* de 40%). (PETROBRAS, 2011)

Por tratar-se de campos de óleo com grande distância à costa e elevada lâmina d'água foi necessária a implementação de bombas multifásicas submarinas para garantir a convergência da produção até a costa. Há duas opções disponíveis no *software* PIPESIM<sup>TM</sup>: bombas de deslocamento positivo do tipo duplo parafuso e bombas hidrodinâmicas do tipo hélico-axial.

As bombas hélico-axiais são adequadas ao escoamento de fluidos de alta densidade: quanto maior a densidade maior o incremento de pressão alcançado. Portanto, são indicadas para escoamentos em que praticamente não há variação desse parâmetro ao longo da linha. São bombas mais sensíveis ao FGV (fração volumétrica de gás) e adequadas quando se deseja uma pressão elevada e a carga é pequena. Em função dessas características o seu emprego foi descartado. (MOREIRA, 2003)

A bomba de duplo parafuso foi escolhida devido à sua maior habilidade em lidar com uma ampla faixa de valores de FVG, importante neste caso pois as áreas do Pré-sal contam com RGO elevado. Por ser uma bomba de deslocamento positivo sua atuação independe da pressão de operação, o que é bastante adequado aos cenários simulados já que a pressão na linha é elevada. (MOREIRA, 2003)

Para fins de comparação considerou-se que as bombas multifásicas são de duplo parafuso com capacidade limite de 700 m<sup>3</sup>/h e potência limite de 800 HP, apesar de haver a possibilidade de implementação de bombas similares com capacidade superior, o que reduziria o número total de bombas. No entanto, essa premissa visa aproximar os cenários simulados com um caso real, em que ainda há limitações quanto ao emprego de bombas de grande porte em águas profundas. Para os poços injetores, por sua vez, foram empregadas bombas centrífugas, uma tecnologia mais arraigada.

Para as simulações de cada área individualmente, as características dos oleodutos são indicadas na Tabela 25. Os gasodutos são idênticos aos originais, mas são estendidos até a costa (possuem o mesmo comprimento dos oleodutos). A elevação de cada trecho dessas linhas é respeitada. Por exemplo, a linha Lula NE-Costa é dividida nos trechos Lula NE-Lula, Lula-Mexilhão e Mexilhão-Costa, cujas elevações são as definidas Tabela 16. A elevação do trecho Mexilhão-Costa é de 172 m. Os tópicos subsequentes descrevem os resultados alcançados em cada simulação.

Tabela 25 - Características do oleoduto submarino de exportação para linhas individuais.

Propriedade	Unidade	Sapinhóá	Lula NE	Cernambi	Lula
Comprimento	Km	414	380	410	360
Diâmetro externo	pol	24	24	24	24
Diâmetro interno	pol	21,5	21,5	21,5	21,5
Espessura	pol	1,25	1,25	1,25	1,25

#### 4.2.1. LULA NE

##### a) Cenário original

A Figura 33 ilustra o sistema submarino, em que o gasoduto Lula NE-Lula foi estendido até a costa e o oleoduto possui a mesma extensão deste gasoduto. Do separador/manifold parte uma linha para injeção nos poços. Os círculos tracejados indicam a posição em que estariam instaladas as plataformas.

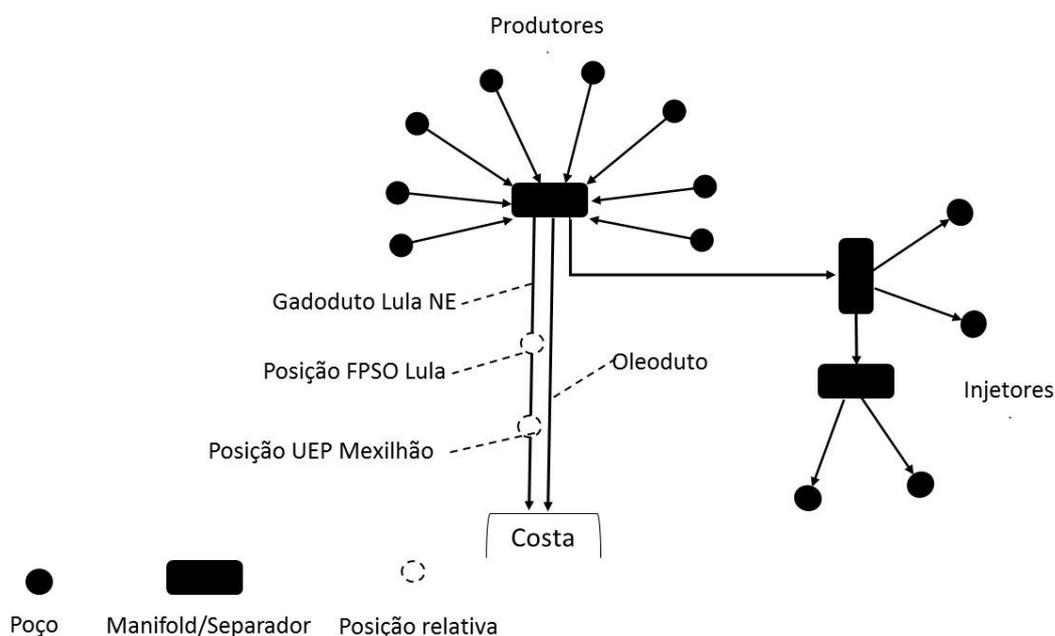


Figura 33 - Ilustração do sistema submarino *subsea to shore* do Campo de Lula NE.

Neste caso somente se alcança o equilíbrio das linhas e consequente convergência do sistema quando há um incremento de pressão de 89,55 kgf/cm<sup>2</sup> no oleoduto, que possui isolamento térmico até a posição de Mexilhão. A instalação de apenas uma bomba multifásica logo após o separador exige uma potência demasiadamente grande, já com 3 bombas espaçadas igualmente no trecho Lula-Mexilhão, a primeira possui potência de 791 HP, enquanto as demais ficam com valores superiores a 800 HP, o que é impraticável.

Após algumas variações o melhor caso corresponde à instalação de uma bomba após o separador e 3 igualmente espaçadas no trecho Lula-Mexilhão: a primeira no início deste trecho, a segunda a 72 km da primeira e a terceira a 72 km da terceira. A concentração de bombas no trecho Lula-Mexilhão deve-se ao fato desta região possuir a maior elevação em relação às demais (Tabela 16). Se fossem instaladas no trecho anterior (Lula NE-Lula) a potência requerida para uma mesmo  $\Delta P$  seria maior.

Optando-se por bombas hélico-axiais nas mesmas posições das de duplo-parafuso a potência requerida para o mesmo incremento de pressão seria cerca de 10% maior e as bombas operariam numa condição severa de escoamento de gás (GVF alto), o que implicaria numa elevada taxa média entre falhas ou mesmo operações de manutenção mais frequentes.

Para a injeção apenas uma bomba centrífuga foi necessária, o que garantiu a injeção num dos poços, enquanto os demais foram desativados. Os resultados da produtividade para este cenário são indicados na Tabela 26, enquanto a Tabela 27 indica as características das bombas empregadas.

A vazão de óleo alcançada caso fosse empregada uma plataforma é de 14,49 Mm<sup>3</sup>/d, enquanto a vazão máxima alcançada para o cenário *subsea to shore* é de 13,06 Mm<sup>3</sup>/d, o que representa uma queda de 9,86%.

Tabela 26 - Temperatura, pressão e vazões para diferentes posições do sistema de Lula NE.

<b>Posição</b>	<b>T (°C)</b>	<b>P (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Q<sub>óleo</sub> (Mm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Q<sub>gás</sub> (MMm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Q<sub>água</sub> (Mm<sup>3</sup>/d)</b>
Manifold de Produção	61	165	13,06	5,63	0,98
Manifold de Injeção	61	251	0,00	0	0,62
Costa Oleoduto	20	10	11,77	0,80	0,24
Costa Gasoduto	20	10	1,29	4,83	0,10
Costa Total	-	-	13,06	5,63	0,34

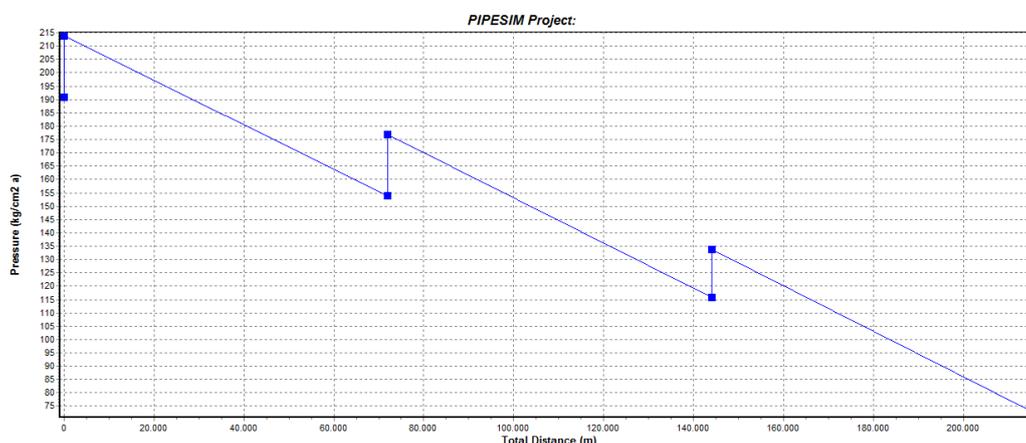
Tabela 27 - Características das bombas empregadas no sistema de Lula NE.

Bomba	P <sub>sucção</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	P <sub>descarga</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	ΔP (kgf/cm <sup>2</sup> )	Potência (HP)	GVF
Produção 1	165,53	191,08	25,55	800	0
Produção 2	191,64	214,64	23	735	0,00%
Produção 3	154,44	177,44	23	782	7,97%
Produção 4	115,34	133,34	18	778	40,24%
Injeção	165,14	252,14	87	82	0

Quanto menor a pressão na sucção da bomba, menor é a potência requerida para um certo incremento de pressão e quando maior o GVF, maior a potência necessária. Assim, uma alternativa para tentar reduzir a potência nas bombas seria colocá-las em posições posteriores, com o intuito de reduzir a pressão de sucção. No entanto, nestas posições a proporção de gás (GVF) é maior, o que inviabiliza essa possibilidade.

O Gráfico 9 indica a variação da pressão ao longo do trecho Lula-Mexilhão do oleoduto. Os incrementos de pressão devido às bombas são o suficiente para garantir que o fluido chegue ao ponto final na condição de contorno definida, de 10 kgf/cm<sup>2</sup>, e não são capazes de recuperar toda a energia do fluido.

Gráfico 9 - Pressão no oleoduto de Lula NE no trecho Lula-Mexilhão do sistema submarino.



Maiores incrementos de pressão na linha de óleo não aumentam a produtividade e acarretam apenas na diminuição da pressão do líquido que deixa o separador, enquanto a pressão do fluido que entra no separador e a do gás que entra no gasoduto permanecem as mesmas. Isto significa que a produção do campo está limitada à capacidade de escoamento do gás: caso fosse possível implementar um sistema de compressão ao longo da linha de gás a produtividade aumentaria e haveria a redução da pressão no separador.

Por exemplo, para este caso de simulação em que a pressão no separador é de 165 kgf/cm<sup>2</sup>, com o dobro do incremento de pressão necessário na linha de óleo (179,10 kgf/cm<sup>2</sup>) a pressão do líquido que deixa o separador é 2 vezes menor (82,5 kgf/cm<sup>2</sup>), de forma que a pressão do líquido retorna à pressão inicial de 165 kgf/cm<sup>2</sup> ao passar pela bomba localizada após o separador. Em contrapartida, a pressão do gás que deixa o separador continuaria sendo 165 kgf/cm<sup>2</sup>.

O emprego de isolamento tanto na linha de exportação de gás quanto na de óleo não traz alterações significativas nos resultados. No entanto, quando o oleoduto não possui isolamento o incremento de pressão necessário é cerca de 10% maior, mantendo-se praticamente a mesma produtividade. Essa variação tende a se repetir para todos os casos analisados, de forma que nas simulações subsequentes será adotado isolamento apenas no trecho do oleoduto em que a temperatura marinha favorece a formação de hidratos/parafinas (isolamento até a posição de Mexilhão).

Para o gasoduto, apesar de haver escoamento de água numa certa proporção, espera-se que a inibição seja a medida mais conveniente para evitar problemas de garantia de escoamento. Assim, minimiza-se o custo dessas linhas e garante-se a maior produtividade possível para o campo.

#### b) Cenário a 400 kgf/cm<sup>2</sup> e *water cut* de 40%

A Tabela 28 indica os resultados de produtividade para a área de Lula NE no cenário associado ao ponto de bolha do reservatório. Para este caso foi necessário um incremento de pressão de 51 kgf/cm<sup>2</sup> por intermédio de uma bomba instalada a 20 km do separador. Caso fosse instalada antes, a potência da bomba seria maior, já que a pressão na sucção seria mais alta.

A vazão de óleo alcançada caso fosse empregada uma plataforma é de 5,53 Mm<sup>3</sup>/d, enquanto a vazão máxima alcançada para o cenário *subsea to shore* é de 3,60 Mm<sup>3</sup>/d, o que representa uma queda de 34,83%.

Tabela 28 - Temperatura, pressão e vazões para diferentes posições do sistema de Lula NE.

<b>Posição</b>	<b>T (°C)</b>	<b>P (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Q<sub>óleo</sub> (Mm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Q<sub>gás</sub> (MMm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Q<sub>água</sub> (Mm<sup>3</sup>/d)</b>
Manifold de Produção	55	144	3,60	3,01	2,40
Manifold de Injeção	55	121	0,00	0,00	1,18
Costa Oleoduto	20	10	2,52	0,15	0,52
Costa Gasoduto	20	10	1,08	2,86	0,72
Costa Total	-	-	3,60	3,01	1,24

Tabela 29 - Características das bombas empregadas no sistema de Lula NE.

Bomba	P <sub>sucção</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	P <sub>descarga</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	ΔP (kgf/cm <sup>2</sup> )	Potência (HP)	GVF
Produção 1	144	195	51	538,68	0

Não houve a necessidade de implementação de bomba centrífuga para injeção, pois a quantidade de água produzida era grande o suficiente para que a pressão da própria coluna de água promovesse a injeção em dois dos quatro poços (os demais foram desativados).

#### 4.2.2. LULA

##### a) Cenário original

A Figura 33 ilustra o sistema submarino, em que o gasoduto Lula-Mexilhão foi estendido até a costa e o oleoduto possui a mesma extensão deste gasoduto. Do separador/manifold parte uma linha para injeção nos poços.

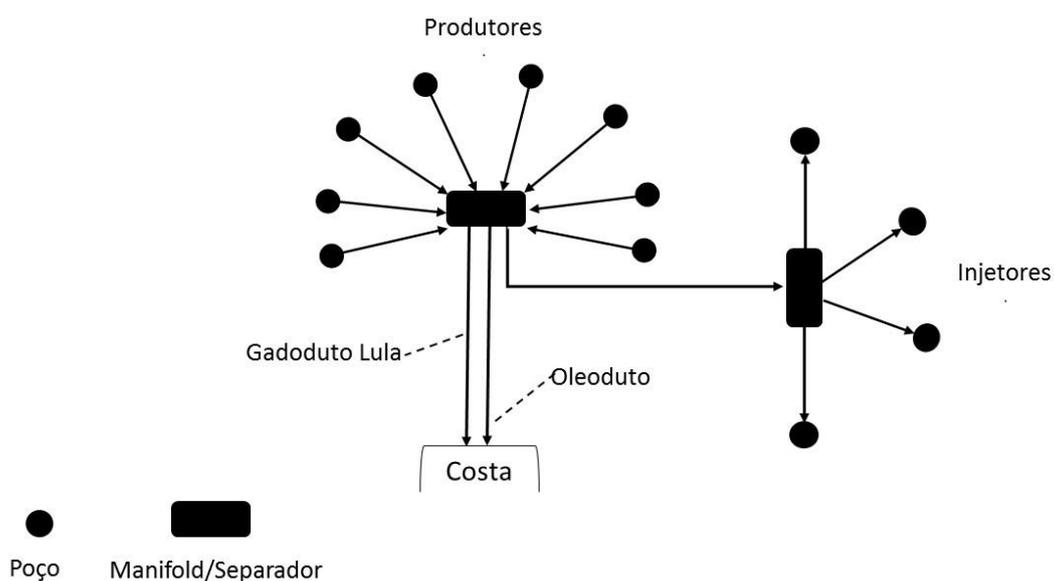


Figura 34 - Ilustração do sistema submarino *subsea to shore* do Campo de Lula.

A Tabela 30 indica os resultados da produção da área de Lula. Este cenário somente converge com um incremento de pressão de 108 kgf/cm<sup>2</sup> na linha de óleo, que foi alcançado com a implementação de duas bombas de duplo parafuso, uma instalada logo após o separador e outra a 108 km da primeira. A implementação de uma única bomba deste mesmo tipo não foi possível pois ela requeria uma potência inenunciável em condições de águas profundas e de grandes distâncias à costa (1010 HP).

Para a injeção de água, por sua vez, foi empregada uma bomba centrífuga imediatamente antes do *manifold* de injeção, o que garantiu a injeção em dois dos três poços injetores (o terceiro foi desativado). As características dessas bombas estão indicadas na Tabela 31.

A vazão de óleo alcançada caso fosse empregada uma plataforma é de 16,21 Mm<sup>3</sup>/d, enquanto a vazão máxima alcançada para o cenário *subsea to shore* é de 15 Mm<sup>3</sup>/d, o que representa uma queda de 7,46%.

Tabela 30 - Temperatura, pressão e vazões para diferentes posições do sistema de Lula.

Posição	T (°C)	P (kgf/cm <sup>2</sup> )	Q <sub>óleo</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>gás</sub> (MMm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>água</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)
Manifold de Produção	64	154	15,00	5,43	1,10
Manifold de Injeção	64	275	0,00	0,00	0,71
Costa Oleoduto	20	10	13,50	0,87	0,27
Costa Gasoduto	20	10	1,50	4,56	0,11
Costa Total	-	-	15,00	5,43	0,39

Tabela 31 - Características das bombas empregadas no sistema de Lula.

Bomba	P <sub>sucção</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	P <sub>descarga</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	ΔP (kgf/cm <sup>2</sup> )	Potência (HP)	GVF
Produção 1	154	208	54	292,87	0
Produção 2	117	171	54	302,06	6,63%
Injeção	154	275	121	131,83	0

Apesar de serem áreas com propriedades semelhantes, já que o Piloto de Lula foi construído a partir do Piloto de Lula NE, a pressão no *manifold* de produção é maior para Lula NE em função da maior distância à costa, o que exige maior pressão para convergência do sistema.

#### b) Cenário a 400 kgf/cm<sup>2</sup> e *water cut* de 40%

A Tabela 32 indica os resultados de produtividade para a área de Lula neste cenário. O incremento de pressão necessário é o mesmo do cenário anterior (108 kgf/cm<sup>2</sup>), que foi alcançado com a implementação de três bombas, uma instalada após o separador, a segunda a 72 km da primeira e a terceira a 72 km da segunda. Não foi possível manter o número e a posição das bombas devido à elevada potência exigida.

Manter a posição das bombas e adicionar uma extra ao final do trecho Lula-Mexilhão é uma opção, no entanto a proporção de gás nesta posição é demasiadamente grande, o que exigiria uma bomba com capacidade de 2000 m<sup>3</sup>/h. Em função da maior produção de água, a bomba centrífuga atua com um incremento de pressão menor no valor de 17 kgf/cm<sup>2</sup>, o que garante a injeção nos três poços injetores. Os resultados para as bombas estão indicados Tabela 33.

A vazão de óleo alcançada caso fosse empregada uma plataforma é de 6,6 Mm<sup>3</sup>/d, enquanto a vazão máxima alcançada para o cenário *subsea to shore* é de 5,82 Mm<sup>3</sup>/d, o que representa uma queda de 11,82%.

Tabela 32 - Temperatura, pressão e vazões para diferentes posições do sistema de Lula.

Posição	T (°C)	P (kgf/cm <sup>2</sup> )	Q <sub>óleo</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>gás</sub> (MMm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>água</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)
Manifold de Produção	60	102	5,82	3,34	3,89
Manifold de Injeção	60	119	0,00	0	2,45
Costa Oleoduto	20	10	5,23	0,22	1,07
Costa Gasoduto	20	10	0,58	3,12	0,39
Costa Total	-	-	5,82	3,34	1,46

Tabela 33 - Características das bombas empregadas no sistema de Lula.

Bomba	P <sub>sucção</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	P <sub>descarga</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	ΔP (kgf/cm <sup>2</sup> )	Potência (HP)	GVF
Produção 1	101,55	141,55	40	715	0
Produção 2	83,14	117,14	34	671	3,06%
Produção 3	58,35	92,35	34	777	14,95%
Injeção	102,39	119,39	17	64	0

#### 4.2.3. CERNAMBI

##### a) Cenário original

A Figura 35 ilustra o sistema submarino, em que o gasoduto Cernambi-Lula NE foi estendido até a costa e o oleoduto possui a mesma extensão deste gasoduto. Do separador/manifold parte uma linha para injeção nos poços. Os círculos tracejados indicam a posição em que estariam instaladas as plataformas.

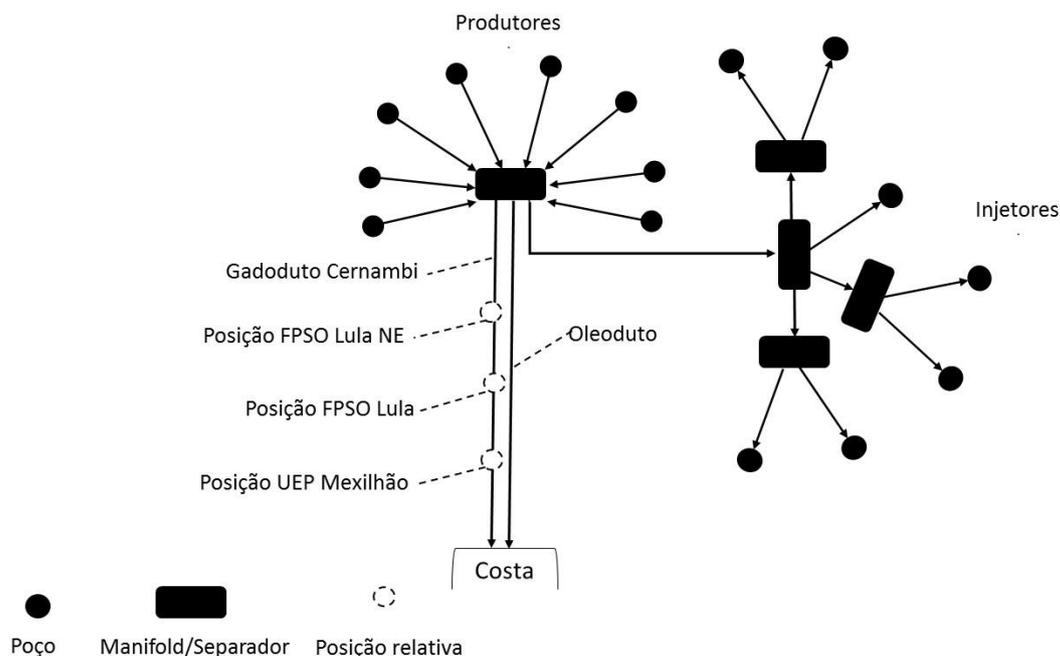


Figura 35 - Ilustração do sistema submarino *subsea to shore* do Campo de Cernambi.

Para a área de Cernambi é necessário um incremento de pressão de 66 kgf/cm<sup>2</sup> na linha de óleo, que foi alcançado com a implementação de três bombas de duplo parafuso instaladas no trecho Lula-Mexilhão: a primeira no início do trecho, a segunda a 72 km da primeira e a terceira a 72 km da segunda (bombas espaçadas em 1/3 do comprimento total do trecho). A injeção de água, por sua vez, ocorre através de um único poço por intermédio de uma bomba centrífuga com  $\Delta P$  de 118 kgf/cm<sup>2</sup>, instalada antes do *manifold* de injeção. As Tabelas 34 e 35 indicam as produtividades desta área e as características das bombas empregadas.

A vazão de óleo alcançada caso fosse empregada uma plataforma é de 15,56 Mm<sup>3</sup>/d, enquanto a vazão máxima alcançada para o cenário *subsea to shore* é de 13,34 Mm<sup>3</sup>/d, o que representa uma queda de 14,27%.

Tabela 34 - Temperatura, pressão e vazões para diferentes posições do sistema de Cernambi.

Posição	T (°C)	P (kgf/cm <sup>2</sup> )	Q <sub>óleo</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>gás</sub> (MMm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>água</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)
Manifold de Produção	56	182	13,34	6,54	1,48
Manifold de Injeção	56	299	0,00	0,00	0,93
Costa Oleoduto	20	10	12,01	1,04	0,37
Costa Gasoduto	20	10	1,33	5,50	0,15
Costa Total	-	-	13,34	6,54	0,52

Tabela 35 - Características das bombas empregadas no sistema de Cernambi.

<b>Bomba</b>	<b>P<sub>sucção</sub></b> <b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>P<sub>descarga</sub></b> <b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>ΔP</b> <b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Potência (HP)</b>	<b>GVF</b>
Produção 1	177	200	23	758,44	0
Produção 2	141	164	23	712,17	6,05%
Produção 3	105	125	20	256,6	17,88%
Injeção	181	299	118	167,79	0

Este é o caso em que a pressão no separador é a mais elevada em função da maior distância à costa. Assim, a alta pressão é necessária para garantir o escoamento do gás até o ponto de entrega, enquanto o escoamento do óleo pode ser complementado a partir de bombas. Como efeitos, além da indesejável diminuição da produtividade, ocorre o escoamento de uma maior fração de gás no oleoduto, já que na pressão do separador uma parcela significativa do gás ainda está dissolvida no óleo e não é separada. Isso compromete o desempenho da bomba, que passa a exigir maior potência e pode demandar maior frequência de manutenção.

Como exemplo, ao ser empregado um processo de compressão do gás logo após o separador com um  $\Delta P$  de 80 kgf/cm<sup>2</sup>, a pressão no separador cai 27%, enquanto a produtividade do campo aumenta 10% em relação ao óleo e o escoamento de gás no oleoduto cai 23%. Esses resultados hipotéticos estão indicados na Tabela 36.

Em contrapartida, seria necessário um incremento de pressão maior no oleoduto, no valor de 126 kgf/cm<sup>2</sup>, já que a pressão do líquido é menor ao deixar o separador. No entanto, a bomba é capaz de atuar com incrementos individuais elevados a potências menores devido à menor proporção de gás e à menor pressão na sucção, como indicam os resultados na Tabela 37 (primeira bomba localizada no início do trecho Lula-Mexilhão e a segunda localizada a 72 km da primeira).

Tabela 36 - Resultados alcançados com o emprego de compressor no sistema de Cernambi.

<b>Posição</b>	<b>T</b> <b>(°C)</b>	<b>P</b> <b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Q<sub>óleo</sub></b> <b>(Mm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Q<sub>gás</sub></b> <b>(MMm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Q<sub>água</sub></b> <b>(Mm<sup>3</sup>/d)</b>
Manifold de Produção	56	133	14,65	6,99	1,62
Manifold de Injeção	56	306	0,00	0	928,45
Costa Oleoduto	20	10	13,19	0,8	0,41
Costa Gasoduto	20	10	1,46	6,19	0,16
Costa Total	-	-	14,65	6,99	0,57

Tabela 37 - Características das bombas empregadas no sistema de Cernambi.

<b>Bomba</b>	<b>P<sub>sucção</sub></b> <b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>P<sub>descarga</sub></b> <b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>ΔP</b> <b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Potência (HP)</b>	<b>GVF</b>
Produção 1	127	194	67	541	0%
Produção 2	133	193	60	693	0%
Injeção	133	306	173	250	0

b) Cenário a 400 kgf/cm<sup>2</sup> e *water cut* de 40%

A Tabela 38 indica os resultados de produtividade para a área de Cernambi neste cenário. Para este caso foi necessário um incremento de pressão de 89 kgf/cm<sup>2</sup>, alcançado através de três bombas instaladas ao longo do trecho Lula-Mexilhão: a primeira no início, a segunda a 72 km da primeira e a terceira a 72 km da segunda.

A vazão de óleo alcançada caso fosse empregada uma plataforma é de 6,53 Mm<sup>3</sup>/d, enquanto a vazão máxima alcançada para o cenário *subsea to shore* é de 5,78 Mm<sup>3</sup>/d, o que representa uma queda de 11,45%.

Tabela 38 - Temperatura, pressão e vazões para diferentes posições do sistema de Cernambi.

<b>Posição</b>	<b>T</b> <b>(°C)</b>	<b>P</b> <b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Q<sub>óleo</sub></b> <b>(Mm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Q<sub>gás</sub></b> <b>(MMm<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Q<sub>água</sub></b> <b>(Mm<sup>3</sup>/d)</b>
Manifold de Produção	59	117	5,78	3,98	3,81
Manifold de Injeção	59	103	0	0	2,43
Costa Oleoduto	20	10	5,20	0,27	1,06
Costa Gasoduto	20	10	0,58	3,71	0,39
Costa Total	-	-	5,78	3,98	1,45

Não houve a necessidade de instalação de bomba centrífuga antes do *manifold* de injeção pois a quantidade de água produzida associada à coluna hidrostática já é suficiente para garantir a injeção em quatro dos sete poços injetores.

Tabela 39 - Características das bombas empregadas no sistema de Cernambi.

<b>Bomba</b>	<b>P<sub>sucção</sub></b> <b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>P<sub>descarga</sub></b> <b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>ΔP</b> <b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Potência (HP)</b>	<b>GVF</b>
Produção 1	115,21	145,21	30	542,37	0
Produção 2	87	117	30	596,26	5,09%
Produção 3	60	89	29	658,66	19,47%

#### 4.2.4. SAPINHOÁ

##### a) Cenário original

A Figura 36 ilustra o sistema submarino, em que o gasoduto Sapinhoá-Lula foi estendido até a costa e o oleoduto possui a mesma extensão deste gasoduto. Do separador/manifold parte uma linha para injeção nos poços. Os círculos tracejados indicam a posição em que estariam instaladas as plataformas.

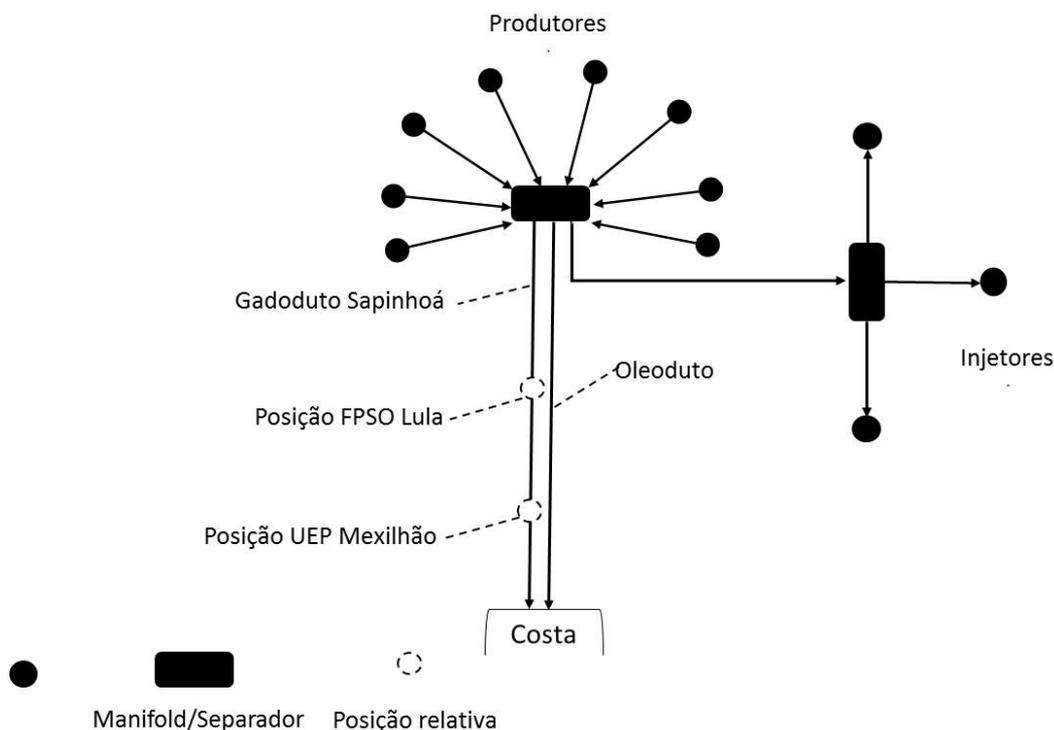


Figura 36 - Ilustração do sistema submarino *subsea to shore* do Campo de Sapinhoá.

O reservatório de Sapinhoá possui pressão inferior ao do Campo de Lula, no valor de  $550 \text{ kgf/cm}^2$ , e este piloto de produção é o que possui maior extensão de linhas de escoamento até a costa. Em função disso o sistema somente converge quando são implementadas 5 bombas multifásicas do tipo duplo-parafuso, o que garantem um  $\Delta P$  de  $108 \text{ kgf/cm}^2$ . A primeira foi instalada logo após o separador, enquanto a segunda foi instalada a 5,5 km desta. As outras três bombas foram instaladas ao longo do trecho Lula-Mexilhão: a primeira no início do trecho, a segunda a 72 km da primeira e a terceira a 72 km da segunda. As Tabelas 40 e 41 indicam os resultados alcançados.

A vazão de óleo alcançada caso fosse empregada uma plataforma é de  $16,97 \text{ Mm}^3/\text{d}$ , enquanto a vazão máxima alcançada para o cenário *subsea to shore* é de  $12,84 \text{ Mm}^3/\text{d}$ , o que representa uma queda de 24,34%.

Tabela 40 - Temperatura, pressão e vazões para diferentes posições do sistema de Sapinhoá.

Posição	T (°C)	P (kgf/cm <sup>2</sup> )	Q <sub>óleo</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>gás</sub> (MMm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>água</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)
Manifold de Produção	61	149	12,84	2,84	1,32
Manifold de Injeção	61	233	0	0	0,66
Costa Oleoduto	20	10	11,55	0,71	0,24
Costa Gasoduto	20	10	1,28	4,13	0,10
Costa Total	-	-	12,84	4,84	0,33

Tabela 41 - Características das bombas empregadas no sistema de Sapinhoá.

Bomba	P <sub>sucção</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	P <sub>descarga</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	ΔP (kgf/cm <sup>2</sup> )	Potência (HP)	GVF
Produção 1	149	173	24	733,14	0
Produção 2	171	195	24	731,03	0,00%
Produção 3	193	213	20	635,51	0,00%
Produção 4	152	172	20	730,52	0,00%
Produção 5	109	129	20	781,01	6,58%
Injeção	155,53	228,53	73	105,46	0,00%

b) Cenário a 400 kgf/cm<sup>2</sup> e *water cut* de 40%

A Tabela 42 indica os resultados de produtividade para a área de Sapinhoá neste cenário. Para este caso foi necessário um incremento de pressão de 90 kgf/cm<sup>2</sup>, alcançado através de duas bombas: uma instalada após o separador e outra no início da linha Lula-Mexilhão. Também era possível optar pela instalação das duas bombas nesta linha, mas a última atuaria num escoamento com maior proporção de gás, o que não era desejável. Para a injeção, não foi necessário o uso de bombas e dois dos quatro poços foram ativados.

A vazão de óleo alcançada caso fosse empregada uma plataforma é de 7,21 Mm<sup>3</sup>/d, enquanto a vazão máxima alcançada para o cenário *subsea to shore* é de 4,28 Mm<sup>3</sup>/d, o que representa uma queda de 40,64%.

Tabela 42 - Temperatura, pressão e vazões para diferentes posições do sistema de Sapinhoá.

Posição	T (°C)	P (kgf/cm <sup>2</sup> )	Q <sub>óleo</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>gás</sub> (MMm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>água</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)
Manifold de Produção	57	115	4,28	0,95	2,85
Manifold de Injeção	57	99	0	0	1,80
Costa Oleoduto	20	10	3,84	0,18	0,79
Costa Gasoduto	20	10	0,43	2,77	0,29
Costa Total	-	-	4,26	2,95	1,07

Tabela 43 - Características das bombas empregadas no sistema de Sapinhoá.

Bomba	P <sub>sucção</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	P <sub>descarga</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	ΔP (kgf/cm <sup>2</sup> )	Potência (HP)	GVF
Produção 1	114	164	50	339,44	0
Produção 2	163	203	40	499,42	4,97%

#### 4.2.5. TODOS AS ÁREAS DO PRÉ-SAL

##### a) Cenário original

Numa das simulações realizadas considerou-se que todas as áreas produtivas compartilhavam linhas de escoamento de óleo e gás. Portanto, procedeu-se apenas com a eliminação das plataformas do Pré-sal e de Mexilhão e criou-se conexões como indicado na Figura 37. Os gasodutos foram mantidos como os originais, inclusive em termos de extensão, enquanto a linha de óleo compartilhada possui ID = 34", tomando-se como referência uma linha de capacidade similar empregada na Bacia de Campos.

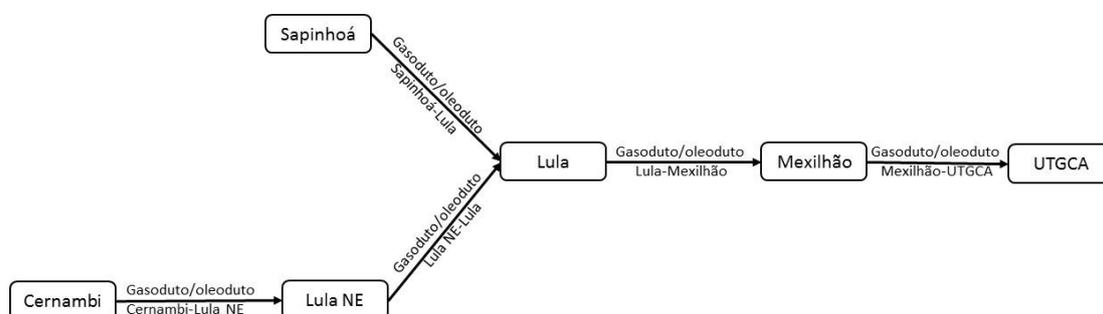


Figura 37 - Ilustração do sistema submarino *subsea to shore* com uma única rede.

A Tabela 44 indica os resultados obtidos para cada polo produtor, destacando as pressões no separador, a pressão das correntes que deixam o separador (pressão de

entrada no oleoduto e gasoduto) e a variação da pressão no separador em comparação com os cenários em que as áreas produzem independentemente.

Tabela 44 - Pressões no separador para cada área do Pré-sal.

Área	P <sub>separador</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	P <sub>gasoduto</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	P <sub>oleoduto</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	ΔP <sub>manifold</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	%ΔP <sub>manifold</sub>
Lula NE	285	285	234	120	73%
Cernambi	288	288	238	106	58%
Lula	283	283	235	131	86%
Sapinhoá	282	282	235	133	89%

Neste cenário a convergência foi alcançada sem o emprego de bombas multifásicas e de injeção devido à elevada pressão no *manifold* de produção (separador), que aumentou consideravelmente para todas as áreas do Pré-sal em comparação ao cenário de produção independente. Sapinhoá foi o que apresentou maior variação com um salto de 133 kgf/cm<sup>2</sup> (variação de 149 kgf/cm<sup>2</sup> para 282 kgf/cm<sup>2</sup>).

Em todos os casos a pressão no separador é a mesma da corrente de gás, enquanto a pressão do óleo é menor devido à ajustes na *choke* do separador para garantir a convergência do óleo até a costa na condição de contorno imposta (10 kgf/cm<sup>2</sup>). Portanto, a produtividade está limitada ao escoamento do gás, de forma que a implementação de compressores ao longo dos gasodutos diminuiria a pressão no separador e aumentaria a produtividade do campo.

A Tabela 45 indica a produtividade dessas áreas em termos da vazão de óleo, indicando a queda de produção observada ao se implementar este cenário de escoamento conjunto. Sapinhoá possui a maior perda de produtividade (57%), principalmente devido à menor pressão do reservatório (30 kgf/cm<sup>2</sup> menor) e por possuir a maior distância da costa.

Tabela 45 - Produtividade do óleo antes (caso isolado) e depois (única rede).

Área	Q <sub>óleo antes</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>óleo depois</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Δq (Mm <sup>3</sup> /d)	Δq (%)
Lula NE	15,00	8,13	-6,87	-46%
Cernambi	13,34	9,19	-4,15	-31%
Lula	13,06	9,16	-3,9	-30%
Sapinhoá	12,84	5,47	-7,37	-57%

Com uma única rede de escoamento o número de poços injetores e produtores ativos permanece o mesmo. A Tabela 46 indica o resultado global para este cenário, em que as medições para Mexilhão foram feitas no *manifold* de convergência à costa.

Tabela 46 - Resultado global para o caso de rede única.

Posição	T (°C)	P (kgf/cm <sup>2</sup> )	Q <sub>óleo</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>gás</sub> (MMm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>água</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)
Mexilhão	10	59	0,54	5,38	0,09
Costa Oleoduto	20	10	28,59	4,2	0,88
Costa Gasoduto	20	10	3,72	12,36	0,37
Costa Total	-	-	32,85	21,94	1,35

Ao se eliminar a integração com o Campo de Mexilhão a pressão nos separadores cai no máximo 2 unidades, enquanto a produtividade aumenta no máximo 2,62%, conforme indicado na Tabela 47. Portanto, a contrapressão que Mexilhão impõe aos poços do Pré-sal não é tão significativa e a queda de produtividade observada deve-se, essencialmente, à elevada pressão nos separadores, necessária para que seja possível escoar o gás até a costa.

Tabela 47 - Variação da pressão nos *manifolds* no caso de rede única sem Mexilhão.

Área	P <sub>manifold com Mexilhão</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	P <sub>manifold sem Mexilhão</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	ΔP manifold (kgf/cm <sup>2</sup> )	%ΔP (kgf/cm <sup>2</sup> )
Lula NE	285	283	2	1,16%
Cernambi	288	287	1	0,87%
Lula	283	281	2	1,01%
Sapinhoá	282	280	2	2,62%

#### b) Cenário a 400 kgf/cm<sup>2</sup> e *water cut* de 40%

Neste caso manteve-se a integração entre os campos e alterou-se a pressão e o *water cut* dos reservatórios do Pré-sal (respectivamente 400 kgf/cm<sup>2</sup> e 40%), enquanto se manteve as características originais de Mexilhão. A produtividade continua limitada ao escoamento do gás: a pressão no separador é idêntica à de entrada de gás no gasoduto, enquanto a pressão do óleo cai devido aos ajustes na válvula *choke*. A Tabela 48 indica a pressão no separador e a variação correspondente ao caso similar em que a produção é independente.

Tabela 48 - Pressão no separador comparada a do caso com escoamento isolado.

Área	P <sub>manifold</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	ΔP <sub>manifold</sub> (kgf/cm <sup>2</sup> )	%ΔP <sub>manifold</sub>
Lula NE	164	20	14%
Cernambi	165	48	41%
Lula	164	62	61%
Sapinhoá	162	47	41%

Para este caso foi necessária a implementação de duas bombas multifásicas com  $\Delta P = 15 \text{ kgf/cm}^2$  no trecho do oleoduto correspondente a Lula-Mexilhão: a primeira no início desta linha e a segunda a 72 km da primeira. Neste caso, 1 poço em Lula NE e 3 em Sapinhoá deixaram de produzir, o que não foi observado no cenário *subsea to shore* em que essas áreas produzem isoladamente. A Tabela 49 indica a produtividade dessas áreas em termos da vazão de óleo.

Tabela 49 - Produtividade das áreas no caso de uma única rede.

Área	Q <sub>óleo antes</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>óleo depois</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Δq (Mm <sup>3</sup> /d)	Δq (%)
Lula NE	3,6	2,03	-1,57	-44%
Cernambi	5,78	3,72	-2,06	-36%
Lula	5,82	3,03	-2,79	-48%
Sapinhoá	4,26	0,93	-3,33	-78%

A Tabela 50 indica o resultado global para este cenário, em que as medições para o campo de Mexilhão foram feitas no *manifold* de convergência para a costa.

Tabela 50 - Resultado global para o caso de uma única rede.

Posição	T (°C)	P (kgf/cm <sup>2</sup> )	Q <sub>óleo</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>gás</sub> (MMm <sup>3</sup> /d)	Q <sub>água</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)
Mexilhão	10	45	0,55	5,47	0,09
Costa Oleoduto	20	10	8,74	0,64	1,79
Costa Gasoduto	20	10	1,51	9,74	0,75
Costa Total	-	-	10,25	10,38	2,53

#### 4.2.6. ALTERNATIVAS

Em todos os casos simulados a produção ficou limitada ao escoamento de gás e as maiores produtividades foram alcançadas com o desenvolvimento individual de cada polo do Pré-sal, sem o compartilhamento de linhas, situação em que a contrapressão do sistema é menor. Com o intuito preservar a elevada produtividade e minimizar os custos associados à implementação de sistemas submarinos dedicados, analisou-se o caso em que essas áreas compartilham as linhas de escoamento de óleo até a costa, enquanto as de gás atendem cada polo individualmente.

Neste caso a queda de pressão nos separadores é significativa e garante o aumento da produtividade em comparação ao cenário em que todas as linhas são compartilhadas (caso anterior). No entanto, para que seja alcançado o equilíbrio nas linhas de escoamento é necessário o emprego de bombas multifásicas na linha de óleo com capacidade superior a 700 m<sup>3</sup>/h: a convergência somente ocorre com o emprego de pelo menos uma bomba com vazão nominal de 1400 m<sup>3</sup>/h.

Respeitando-se a premissa de aplicação de bombas de menor porte, o que é mais adequado para o cenário de águas profundas e grandes distâncias à costa, optou-se pela criação de duas redes distintas de escoamento. A primeira engloba as áreas de Lula NE e Cernambi, enquanto a segunda engloba as áreas de Lula e Sapinhoá. Cada rede possui um oleoduto submarino, enquanto o escoamento de gás ocorre através de gasodutos independentes.

Já a produção do Campo de Mexilhão é escoada à costa através do gasoduto que parte de Cernambi (se o escoamento de Mexilhão ocorresse por intermédio de algum outro gasoduto, a queda de produção observada seria praticamente a mesma). O diâmetro dos gasodutos é mantido o original, no entanto a extensão é a necessária para chegar a costa. O oleoduto tem ID = 34", adequado para os níveis de vazão alcançados. A Figura 38 ilustra este sistema submarino.

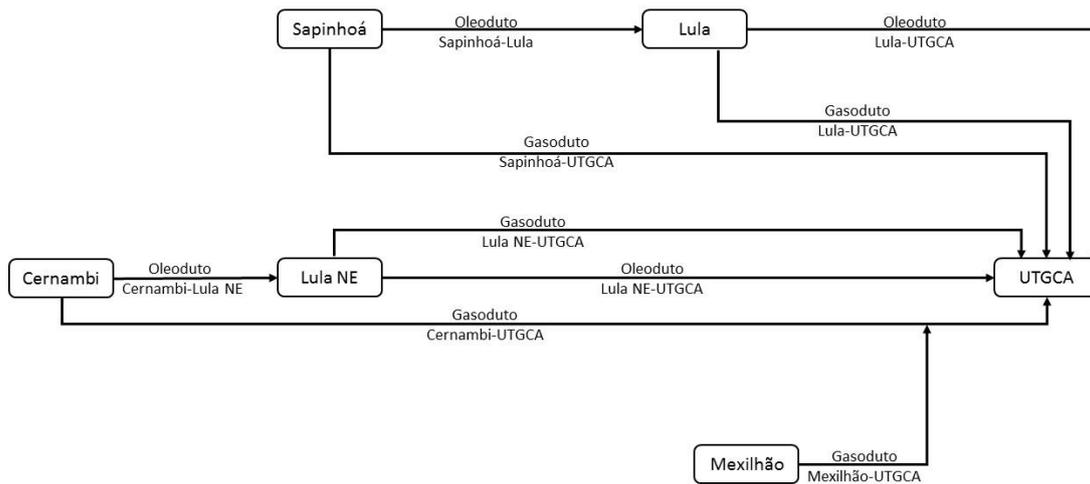


Figura 38 - Ilustração do sistema submarino *subsea to shore* com duas redes.

A Tabela 51 indica os resultados de produtividade, que são praticamente os mesmos do caso de escoamento isolado para cada área: a pressão no separador não sofre alteração significativa e a produtividade mantém-se aproximadamente a mesma. Portanto, esse é o melhor cenário de escoamento, por incluir a maior produtividade com o menor número de linhas. Neste caso houve um aumento de 66% da produção total de óleo em relação ao caso anterior.

Tabela 51 - Pressão e vazões observadas para o caso de duas redes.

Posição	$P_{\text{separador}}$ (kgf/cm <sup>2</sup> )	$Q_{\text{óleo}}$ (Mm <sup>3</sup> /d)	$Q_{\text{gás}}$ (MMm <sup>3</sup> /d)	$Q_{\text{água}}$ (Mm <sup>3</sup> /d)
Lula NE	162	13,17	3,67	0,34
Lula	165	14,09	3,93	0,36
Cernami	186	13,20	4,49	0,51
Sapinhoá	146	13,56	2,85	0,35
Mexilhão	45	0,55	5,49	0,09
Total	-	54,57	20,43	1,65

Ao se privilegiar o escoamento isolado do gás de cada área diminui-se a pressão no separador e, portanto, a contrapressão sobre os poços, o que garante maior produtividade. Em contrapartida, o escoamento na linha compartilhada de óleo pode ser garantido com a implementação de bombas multifásicas. Como houve o aumento do diâmetro deste duto, em relação ao empregado nas simulações em que cada área produz isoladamente, o incremento de pressão necessário caiu.

Em Lula foi instalada uma bomba multifásica de duplo parafuso logo após o separador, com um incremento de pressão de 57 kgf/cm<sup>2</sup>. Já em Lula NE e Cernambi

foram instaladas uma bomba após o separador e a segunda a 5 km, com um incremento de 51 kgf/cm<sup>2</sup> e 34 kgf/cm<sup>2</sup> respectivamente. Por fim, em Sapinhoá foram necessárias 3 bombas: uma após o separador, uma a 5 km e a última a 54 km desta última, totalizando um incremento de 78 kgf/cm<sup>2</sup>. O número de bombas de injeção não muda em relação aos casos isolados e todas as potências são menores que 800 HP.

Não foi possível implementar bombas ao longo do trecho que possui maior diferença de elevação (Lula-Mexilhão), pois neste ponto há convergência do fluxo de óleo proveniente de todas áreas produtivas e seria necessária uma bomba com vazão nominal superior a 700 m<sup>3</sup>/h. Similarmente, no caso em que o reservatório está na condição de bolha os resultados também são semelhantes aos obtidos nos casos isolados.

Apesar do sucesso na implementação do sistema submarino *subsea to shore*, houve uma queda na produtividade das áreas do Pré-sal frente ao cenário com UEP, conforme indicado na Tabela 52. Na condição original, a queda de produtividade de Mexilhão foi de 2,31%. A maior perda de produtividade é observada para o Campo de Sapinhoá, que possui maior comprimento de linhas até a costa e menor pressão inicial do reservatório.

Tabela 52 - Variação da produtividade nas áreas do Pré-sal no cenário proposto de duas redes.

Posição	Condição original		Condição de bolha	
	q <sub>óleo</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Δq <sub>óleo</sub>	q <sub>óleo</sub> (Mm <sup>3</sup> /d)	Δq <sub>óleo</sub>
Lula NE	13,17	-9,86%	3,60	-34,83%
Lula	14,09	-7,46%	5,82	-11,82%
Cernami	13,20	-14,27%	5,78	-11,45%
Sapinhoá	13,56	-24,34%	4,28	-40,64%
Total	54,02	-	19,48	

Esta foi a opção do cenário *subsea to shore* escolhido para realizar a análise econômica no tópico a seguir, que permitirá verificar os ganhos econômicos com a eliminação da plataforma e avaliar a rentabilidade dos campos, que pode compensar a perda de produção e indicar a competitividade deste modelo frente ao convencional.

## 5. RESULTADOS: ANÁLISE ECONÔMICA

Na análise econômica utilizou-se o *software* QUE\$TOR para estimar os custos do ciclo de vida do projeto, com uma versão de banco de dados atualizado em 2016. O projeto foi construído com a estratégia de aquisições na América Latina e, portanto, todos os custos são baseados nos praticados nesta região. Três variáveis serão estimadas com o *software*: CAPEX, OPEX e o custo de descomissionamento.

O CAPEX consiste nos investimentos de capital e engloba o custo com aquisição de equipamentos, materiais e as instalações necessárias, além dos custos associados à perfuração e completação. O OPEX engloba os custos operacionais: investimentos necessários para manter o projeto em funcionamento ao longo do ciclo de vida. Engloba, portanto, custos com *workover*, manutenção, inspeção, com a equipe em terra, etc.

O descomissionamento é a etapa final de uma atividade e aqui será dividido em duas etapas: o descomissionamento após a perfuração e o realizado após a vida útil do campo. Ele envolve as operações de desativação, remoção de equipamentos e linhas ou o abandono no leito marinho, quando permitido.

Para realizar a análise no QUE\$TOR empregou-se os mesmos dados usados nas simulações no PIPESIM™ para a condição original dos reservatórios. São eles: características dos reservatórios, dos fluidos produzidos, dos poços, das linhas e dos equipamentos submarinos. A curva de produção, por sua vez, foi aproximada como sendo a mesma prevista no cenário com plataforma e é indicada na Figura 39 (a de Lula não foi encontrada).

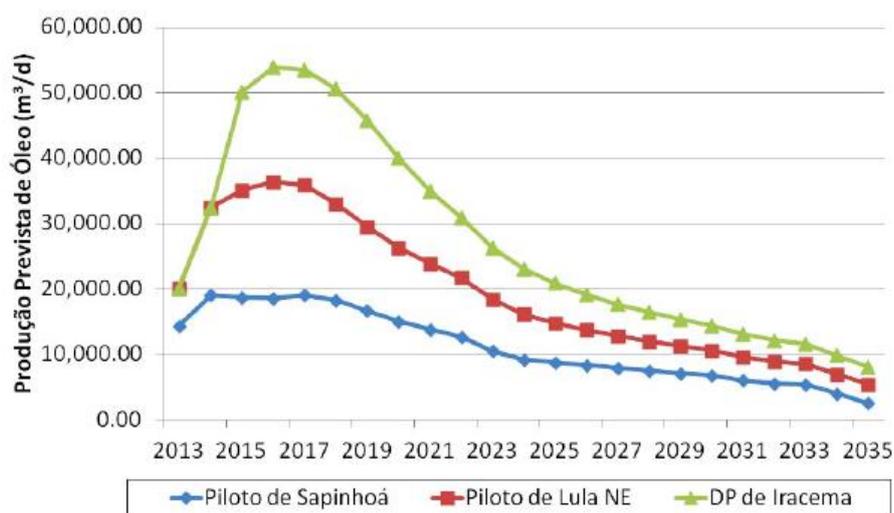


Figura 39 - Curvas de produção das áreas do Pré-sal. (PETROBRAS, 2011)

O desenvolvimento de cada área analisada contempla um total de 30 anos, sendo 23 destinados exclusivamente à produção. No caso de Lula NE, por exemplo, o tempo necessário à construção do projeto foi de 4 anos, com 23 anos de produção e 3 anos de descomissionamento.

## 5.1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA SUBMARINO

O sistema submarino empregado será aquele dividido em duas redes de escoamento, justamente o que apresentou os melhores resultados em termos de produtividade com o menor número de linhas. Neste modelo, cada poço produtor é atendido por um *flowline* de produção conforme o projeto original, no entanto as linhas de serviço no Pré-sal foram eliminadas. Já os poços injetores de WAG são atendidos por dois *flowlines*, um de água e outro de gás, enquanto os que exercem apenas uma função de injeção são atendidos pelo *flowline* requerido.

Os *flowlines* são de aço carbono com revestimento interno de liga resistente à corrosão. Em função da baixa temperatura marinha (4°C) e com o intuito de minimizar a formação de hidratos e a deposição de parafinas, os *flowlines* de produção no Pré-sal contam isolamento térmico constituído de poliuretano com 30 cm.

A produção dos poços de cada área do Pré-sal converge para um *manifold* de produção, de onde parte uma linha de 0,1 km (D = 559 mm, t = 31,8 mm) até o separador submarino local. Para o caso de Mexilhão não há separador submarino e a produção converge para um *manifold* de produção que direciona o fluxo para a linha de exportação até a costa.

O sistema de controle empregado é totalmente elétrico e não eletro-hidráulico como aplicado no projeto original. Essa escolha deve-se a impossibilidade de realizar o controle de forma eficiente e rápida empregando fluido hidráulico numa distância tão grande (mais de 300 km). Da costa parte um umbilical que possui ramificações ao longo do caminho de forma a atender todas as áreas que produzem (Campos de Lula, Sapinhoá e Mexilhão).

Este umbilical não possui tubos de injeção química e o transporte de fluidos de inibição ocorre através de um *flowline* de injeção química (D = 50,8 mm, t = 9,07 mm, aço carbono revestido) que também parte da costa e atende o Pré-sal (de forma semelhante ao umbilical, essa linha possui ramificações ao longo do caminho para atender todas as áreas).

Cada *manifold* de produção do Pré-sal recebe uma ramificação dessa linha de umbilical e *flowline* de injeção química, de onde parte em direção aos poços umbilicais dotados de tubos de injeção química, que são abastecidos através do *flowline* de injeção química. Para Mexilhão há outro *flowline* que parte da costa para injeção contínua de MEG nos poços (ID = 4"); ele se conecta ao *manifold* de produção que redistribui MEG aos poços através de linhas específicas de 2".

De cada separador submarino parte um *flowline* de 0,1 km (D = 559 mm, t = 31,8 mm) que converge toda a água separada para um *manifold* de injeção. Nele também

chega um umbilical e um *flowline* de injeção química provenientes do *manifold* de produção e uma linha de gás (D = 203 mm, t = 31,8 mm, aço carbono) proveniente da costa e que transporta CO<sub>2</sub> puro ou misturado a gás natural para injeção nos poços. Ocorre, então, a distribuição dos fluidos destinados à injeção e também umbilicais para os poços. Então, o *manifold* de injeção distribui umbilicais e linhas de injeção de gás e/ou água aos poços injetores, enquanto os fluidos de inibição são distribuídos através do próprio umbilical.

Dos separadores partem duas linhas para escoamento dos fluidos produzidos até a costa: uma de gás (D = 457,2 mm, t = 31,75 mm, aço carbono) e outra de óleo (D = 831,75 mm, t = 31,75 mm, aço carbono). As áreas de Lula NE e Cernambi compartilham a mesma linha de óleo, enquanto as áreas de Lula e Sapinhoá compartilham outra. Por sua vez, o escoamento do gás ocorre através de linhas específicas, com exceção do escoamento de gás de Mexilhão que ocorre através do gasoduto que parte de Cernambi. Assim, há um total de 4 gasodutos e 2 oleodutos que chegam a costa.

## 5.2. RESULTADOS DO QUE\$TOR

Em função da grande gama de informações de custo proveniente da análise econômica, serão detalhados somente alguns valores para Lula NE como exemplo, enquanto os das demais áreas produtivas serão incluídos diretamente na análise global de interesse.

Na perfuração e completação de todos os poços do Pré-sal optou-se por um navio sonda devido à grande lamina d'água. Outras opções seriam uma SS, descartada pela pelo maior custo e tempo de operação, e uma auto elevatória, descartada pela lâmina d'água. Manteve-se as características originais dos poços, que eram verticais ou direcionais do tipo *build and hold*, com exceção dos poços do Campo de Mexilhão que eram todos horizontais. No entanto, para os poços direcionais com diferentes valores de *dogleg* considerou-se apenas o primeiro desvio.

A Tabela 53 indica os custos (CAPEX) associados às atividades de perfuração e completação dos 8 poços produtores e 4 injetores de Lula NE, cuja operação totaliza 966 dias (2,6 anos), incluindo paradas devido a problemas operacionais e condições meteorológicas.

Tabela 53 - Resumo dos custos de perfuração e completção para Lula NE.

<b>EQUIPAMENTOS</b>			
	Quantidade	Unidade (US\$)	Custo (US\$)
Cabeça de Poço (Produção)	8 und	2.696.500	21.572.000
Completção (Produção)	8 und	109.100	873.000
Cabeça de Poço (WAG/Água)	4 und	1.645.400	6.582.000
Completção (WAG/Água)	4 und	41.000	164.000
Cabeça de Poço (Gás)	1 und	675.100	675.000
Completção (Gás)	1 und	41.000	41.000
Subtotal			29.907.000
Frete (3%)			897.000
<b>Custo Total: Equipamentos</b>			<b>30.804.000</b>
<b>MATERIAIS</b>			
Revestimentos			9.619.000
Tubing 5"			5.512.000
Cimento			3.450.000
Fluido de Perfuração			6.229.000
Fluido de Completção			3.182.000
Brocas			8.245.000
Template de Perfuração			1.308.000
Subtotal			37.545.000
Frete (2%)			751.000
<b>Custo Total: Materiais</b>			<b>38.296.000</b>
<b>INSTALAÇÃO</b>			
Taxa de aluguel da sonda	966 dias	266.000	256.956.000
Equipe de perfuração	966 dias	35.900	34.679.000
Tripulação da embarcação	966 dias	7.800	7.535.000
Consumíveis	966 dias	18.100	17.485.000
Serviço de helicóptero	966 dias	4.700	4.540.000
Barco de apoio	966 dias	176.000	170.016.000
Base de apoio	966 dias	5.600	5.410.000
Transporte da sonda	8 dias	394.400	3.155.000
Des/Mobilização da sonda	7 dias	358.500	2.510.000
Especialista em cimentação	13 dias	230.000	2.990.000
<b>Custo Total: Instalação</b>			<b>505.276.000</b>
<b>DESIGN E GERENCIAMENTO DO PROJETO</b>			
Design			971.000
Gerenciamento do projeto			1.023.000
<b>Custo Total: D&amp;G</b>			<b>1.994.000</b>
<b>SEGURO E CONTINGÊNCIA</b>			
Seguro (4%)			23.055.000
Contingência (20%)			119.885.000
<b>CUSTO TOTAL: PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO</b>			<b>719.310.000</b>

O custo das brocas considera a aquisição e a descida no poço para uma nova corrida. O custo do barco de apoio inclui o transporte de materiais, equipamentos e consumíveis (diesel, água, comida) da base de apoio em terra até a sonda. O custo de design e gerenciamento inclui um escritório para o trabalho da equipe de engenharia e design das operações, recursos humanos, setor de compras, contabilidade e administração.

A Tabela 54 indica os demais custos associados aos poços de Lula NE (base guia, proteções, árvores de natal, conectores), além dos custos com os *flowlines* e *mainifolds* empregados. O custo unitário de uma AN de produção é US\$ 7.576.300, enquanto as de injeção de água é US\$ 8.655.800 e as de injeção de gás é US\$ 4.544.500. Para os poços injetores WAG considerou-se o emprego de árvores de injeção de água.

Tabela 54 - Custos diversos associados aos poços de Lula NE.

<b>EQUIPAMENTOS</b>			
	Quantidade	Unidade (US\$)	Custo (US\$)
Poço produtor	8	14.218.000	113.744.000
Poço injetor de gás	1	11.384.000	11.384.000
Poço WAG/Injetor de água	4	15.495.000	61.980.000
<i>Manifold</i> intermediário WAG			4.603.000
<i>Manifold</i> produção			13.044.000
Manifold Injeção			7.913.000
Unidade de controle em terra	1		579.000
Módulos de controle em terra	13		1.076.000
Frete (4%)			8.573.000
<b>Custo Total: Equipamentos</b>			222.896.000
<b>MATERIAIS</b>			
<i>Flowlines</i> de produção			130.000.000
<i>Flowlines</i> de injeção (poços)			70.335.000
Subtotal			404.892.000
Frete (3%)			12.147.000
<b>Custo Total: Materiais</b>			417.039.000
<b>INSTALAÇÃO</b>			
Navio de lançamento	106 dias	1.140.000	120.840.000
Navio de apoio (DSV)	368 dias	264.000	97.152.000
DSV de teste	11 dias	264.000	2.904.000
Equipamentos de teste	23 dias	37.500	863.000
Navio de pesquisa	30 dias	108.000	3.240.000
Navio de abastecimento	87 dias	64.000	5.568.000
<b>Custo Total: Instalação</b>			230.567.000
<b>DESIGN E GERENCIAMENTO DO PROJETO</b>			
Design			16.332.000
Gerenciamento do projeto			8.054.000

<b>Custo Total: D&amp;G</b>	24.386.000
<b>SEGURO E CONTINGÊNCIA</b>	
Seguro (4%)	35.796.000
Contingência (20%)	186.137.000
<b>CUSTO TOTAL: EQUIPAMENTOS E FLOWLINES</b>	<b>912.264.000</b>

Como exemplo, o custo de um *flowline* de produção é detalhado na Tabela 55 e ele engloba os valores do duto propriamente e dos umbilicais. O somatório do custo de todos os *flowlines* de produção equivale ao valor de US\$ 130.000.000 da Tabela 54.

Tabela 55 - Composição de custo do *flowline* que atende ao poço de produção 4 de Lula NE.

<b>FLOWLINE DE PRODUÇÃO DO POÇO 4</b>			
	Quantidade	Unidade (US\$)	Custo (US\$)
Duto rígido (D = 152 mm, t = 19,5 mm, aço carbono)	3,30 km	141.700	468.000
Isolamento de poliuretano (t = 30 mm)	3,30 km	174.000	574.000
Proteção catódica	1,70 ton	10.200	17.000
PLETs	2		3.176.000
<b>Custo Total: <i>flowline</i> de produção</b>			<b>4.235.000</b>
<b>UMBILICAIS</b>			
Tubos químicos (6 x D = 12,7 mm)	19,80 km	48.000	950.000
Cabo de sinal elétrico (4 x XSA = 2,5 mm <sup>2</sup> )	13,20 km	9.400	124.000
UTA ( <i>umbilical termination assembly</i> )	1	385.000	385.000
<b>Custo Total: umbilicais</b>			<b>1.459.000</b>
<b>CUSTO TOTAL: FLOWLINES DE PRODUÇÃO DO POÇO 4</b>			<b>5.694.000</b>

Da costa parte um *flowline* de injeção química responsável por escoar inibidores até os *manifolds* de produção, que direcionam esse fluxo para os poços através dos tubos de injeção química dos umbilicais. Esta linha possui diâmetro interno de 2" e extensão total de 385,5 km, é de aço carbono com revestimento e possui um custo total de US\$ 37.454.000.

Para atender a injeção de gás nos poços também parte da costa uma linha com 8" de diâmetro interno que distribui gás aos *manifolds* de injeção. O custo total desta linha é de US\$ 446.971.000. Os custos associados à linha de exportação de óleo até a costa que atende as áreas de Lula NE e Cernambi é de US\$ 785.633.000. Ela possui 34" de diâmetro externo e isolamento térmico com poliuretano de 30 cm no trecho em que a temperatura do leito marinho baixa (entre 4°C e 15°C). Todas essas linhas possuem componentes de custo similares aos dos *flowlines*, incluindo os materiais, as conexões terminais, PLETs, custos diversos (contingência e frete) e instalação.

O umbilical que parte da costa é totalmente elétrico e dele partem ramificações

que se conectam aos *manifolds* de produção. Cada um deles é alimentado por uma ramificação que contém cabos de sinal elétrico de 2,5 mm<sup>2</sup> e cabos de potência de 150 mm<sup>2</sup>, responsáveis por atender aos requisitos de energia das bombas e separadores. Ao todo, o custo deste umbilical central é de US\$ 204.557.000.

O custo total de uma bomba multifásica, incluindo desde o custo de aquisição até a instalação, é estimado em US\$ 40.000.000, enquanto a da bomba centrífuga é de US\$ 25.000.000 e o do separador é estimado em US\$ 80.000.000.

A Tabela 56 indica um resumo do CAPEX para a área de Lula NE.

Tabela 56 - Resumo do CAPEX para Lula NE.

	Custo (US\$)
Perfuração e completação Lula NE	719.310.000
Pipeline de exportação de gás	527.619.000
Pipeline de exportação de óleo	785.633.000
Pipeline de injeção química	287.144.000
Umbilical central	204.557.000.
Linha de injeção de gás	446.971.000
Sistema submarino Lula NE	912.264.000
Bombas centrífugas: 1 unidade	30.030.000
Bombas Multifásicas: 4 unidades	192.192.000
Separador: 1 unidade	96.096.000
Contingência	482.124.000
<b>CAPEX total</b>	<b>4.479.383.000</b>

O OPEX de Lula NE é constituído conforme indicado na Tabela 57. Esse custo começa junto do início da produção de óleo, após as operações de perfuração, completação e instalação do sistema submarino. Neste caso específico, a partir do quinto ano. As operações de manutenção garantem o reparo ou substituição de equipamentos e contam com embarcações específicas para esse trabalho, bem como as operações de inspeção. Em função dessas operações, considera-se que a produção de óleo ocorra durante 350 dias.

O valor do seguro (porcentagem sobre o CAPEX realizado) cobre os 23 anos de produção e garante a substituição de equipamentos do sistema submarino em casos de falha. Os custos com a base de apoio incluem o aluguel de um centro de apoio logístico em terra para armazenar equipamentos, enquanto o suporte é destinado a manter uma equipe dedicada à gestão do projeto.

Tabela 57 - OPEX para Lula NE.

	Custo (US\$)
<b>Custos diretos</b>	
Inspeção, manutenção e <i>workover</i>	1.339.983.000
Seguro	582.222.000
<b>Custos do projeto</b>	
Base de apoio e suporte a operações	495.046.000
<b>CUSTO TOTAL</b>	<b>2.417.251.000</b>

O descomissionamento após a vida útil do campo inclui a desativação dos poços, recuperação de equipamentos submarinos e outras linhas de interesse como umbilicais, enquanto os dutos de escoamento à costa são limpos e abandonados. Na área de Lula NE essa operação duração de 18 meses e os custos associados estão listados na Tabela 58.

Tabela 58 - Custo de descomissionamento para Lula NE.

	Custo (US\$)
Perfuração e completção (P&C) Lula NE	151.583.000
Pipeline de exportação de óleo e gás	150.203.000
Pipeline de injeção química	17.648.000
Pipeline de injeção de gás	19.622.000
Sistema submarino Lula NE (incluindo umbilical central)	459.361.000
Bombas centrífugas: 1 unidade	6.006.000
Bombas Multifásicas: 4 unidades	38.438.000
Separador: 1 unidade	19.219.000
<i>Scrap</i>	-9.837.000
<b>Descomissionamento total</b>	<b>852.243.000</b>

Apresentados os componentes de custo para o caso de Lula NE, serão indicados a seguir os custos associados à implementação das demais áreas. Como os três campos compartilham ao menos uma linha umbilical e um *flowline*, realizou-se uma análise econômica que inclui os três, respeitando-se as características de cada um deles e de seus sistemas submarinos (características dos reservatórios, dos fluidos produzidos, dos poços, *flowlines* de produção, número de manifolds, etc), tal como foi feito para o caso de Lula NE. No entanto, as campanhas de perfuração e completção são realizadas individualmente.

A Tabela 59 indica os resultados para o CAPEX.

Tabela 59 - CAPEX para o cenário com duas redes.

	<b>Custo (MMUS\$)</b>				
	Lula NE	Cernambi	Lula	Sapinhoá	Mexilhão
P&C	719,310	719,310	581,850	719,310	465,968
Exportação gás	527,619	460,408	484,232	560,339	-
Exportação óleo	785,633	-	744,143	-	-
Sistema submarino	912,264	920,952	577,154	736,574	513,274
Bombas centrífugas	30,030	30,030	30,030	30,030	-
Bombas Multifásicas	192,192	144,144	96,096	240,240	-
Separador	96,096	96,096	96,096	96,096	-
Contingência	482,124	410,747	322,516	401,787	85,546
Subtotal	3.745	2.781	2.932	2.784	1.064
Injeção química	287,144				
Umbilical central	204,557				
Injeção de gás	446,971				
<b>CAPEX total</b>				<b>14.246,91</b>	

Os custos referentes às ramificações do pipeline de injeção química/gás no Pré-sal estão inclusos no sistema submarino de cada área. O custo da conexão entre o *manifold* de produção de Mexilhão e o pipeline de gás de Cernambi está incluso no custo do sistema submarino de Mexilhão. Para Lula NE e Lula inclui-se o custo das linhas de gás e óleo até a costa, enquanto para Cernambi e Sapinhoá inclui-se apenas os custos dos gasodutos.

As Tabelas 60 e 61 indicam os resultados para o OPEX e o descomissionamento, respectivamente. No caso do OPEX, os custos referentes ao umbilical e *flowline* de injeção química que partem da costa estão inclusos no sistema submarino de Lula NE, por simplificação.

Tabela 60 - OPEX para o cenário com duas redes.

	<b>Custo (MMUS\$)</b>				
	Lula NE	Cernambi	Lula	Sapinhoá	Mexilhão
<b>Custos diretos</b>					
Inspeção, manutenção e <i>workover</i>	1.339	1.140	947,838	1.104	213,808
Seguro	582,222	497,697	409,285	482,172	94,438

<b>Custos do projeto</b>					
Base de apoio e suporte às operações	495,046	424,095	353,772	411,102	91,563
Subtotal	2.417	2.062	1.710	1.997	399,809
<b>OPEX total</b>					<b>8.587,98</b>

Tabela 61 - Custo de decomissionamento para o caso de duas redes.

	<b>Custo (MMUS\$)</b>				
	Lula NE	Cernambi	Lula	Sapinhoá	Mexilhão
P&C	151,583	151,583	121,617	151,583	97,473
Duto: exportação	150,203	76,955	110,633	81,522	-
Sistema submarino	459,361	537,866	326,590	414,380	315,504
Bombas centrífugas	6,006	6,006	6,006	6,006	-
Bombas Multifásicas	38,438	28,829	192,190	48,048	-
Separador	19,219	19,219	19,219	19,219	-
Scrap	-9,837	-11,908	-11,068	-11,682	-1,448
Subtotal	814,973	820,458	592,216	709,076	412,977
Duto: injeção química	17,648				
Duto: injeção gás	19,622				
<b>CUSTO TOTAL: DESCOMISSIONAMENTO</b>					<b>3.386,97</b>

A Tabela 62 indica um resumo dos resultados econômicos, incluindo o custo atualizado (CA) para uma taxa de desconto de 10% (valor trazido para os dias atuais). Por simplificação, os custos referentes ao umbilical e *flowline* de injeção química que partem da costa estão inclusos no sistema submarino de Lula NE.

Tabela 62 - Resumo dos custos e custo atualizado (CA) para uma taxa de desconto de 10%.

	<b>Lula NE</b>		<b>Cernambi</b>		<b>Lula</b>		<b>Sapinhoá</b>		<b>Mexilhão</b>	
	Valor	CA	Valor	CA	Valor	CA	Valor	CA	Valor	CA
CAPEX (BUS\$)	4,68	4,25	2,78	2,53	2,93	2,66	2,78	2,53	1,06	0,96
OPEX (BUS\$)	2,42	2,20	2,06	1,87	1,71	1,55	2,00	1,82	0,40	0,36
Desc. (BUS\$)	2,42	2,20	2,06	1,87	1,71	1,55	2,00	1,82	0,40	0,36
<b>TOTAL (BUS\$)</b>	<b>7,95</b>	<b>7,23</b>	<b>5,66</b>	<b>5,15</b>	<b>5,23</b>	<b>4,75</b>	<b>5,49</b>	<b>4,99</b>	<b>1,87</b>	<b>1,70</b>

Ao se dividir o CA total pelo reserva de óleo é possível inferior o custo médio do barril. A Tabela 63 traz alguns desses valores (os dados da reserva do Piloto de Lula são desconhecidos). Em função da queda de produtividade observada no Pré-sal devido à implementação do cenário *subsea to shore*, estimou-se que a produção acumulada é 25% menor que a reserva estimada para o caso com UEP, com exceção de Sapinhoá, em que a queda é de 35%.

Essa variação foi estimada como sendo a queda acumulada de produção no cenário *subsea to shore* devido à eliminação da UEP. Para isso, considerou-se uma variação linear de produtividade nos dois pontos apurados (condição original e de saturação do reservatório) e, então, a perda de produtividade devido à eliminação da plataforma corresponde à acumulada entre esses pontos. Desconsidera-se, portanto, as variações que ocorrem para pressões inferiores à de bolha, pois os maiores volumes de óleo produzidos compreendem os pontos considerados.

Tabela 63 - Reservas, CA e custo do barril.

	<b>Lula NE</b>	<b>Cernambi</b>	<b>Sapinhoá</b>
Reserva Original (MMm <sup>3</sup> )	65,7	58	86
Reserva Considerada (MMm <sup>3</sup> )	49,28	43,5	55,9
CA total (BUS\$)	7,23	5,15	4,99
Custo barril (US\$/bbl)	23,34	18,82	12,30

Com os dados de custo também é possível estimar um valor de lucro teórico (LT), aqui calculado como sendo a diferença entre as receitas e as despesas trazidas ao presente com uma taxa de desconto de 10%. As receitas serão calculadas com base na expectativa de produção acumulada de óleo para os campos, considerando-se quatro valores possíveis de preço do petróleo: 40 US\$/bbl, 60 US\$/bbl, 80 US\$/bbl e 100 US\$/bbl. As despesas, por sua vez, correspondem ao somatório dos valores de CAPEX, OPEX e do custo de descomissionamento.

Como simplificação, considerou-se que a reserva de Lula era a necessária para zerar o seu LT, apesar de se saber que o seu valor é próximo do de Lula NE, e desconsiderou-se a produção de gás nas áreas do Pré-sal e Mexilhão. Desta forma, o lucro teórico calculado reflete um cenário mais pessimista.

Os resultados estão indicados nas Tabelas 64 a 67, em que são apresentados os valores de LT para cada empreendimento do Pré-sal e o LT total. Além dessas informações também é indicado o valor do LT quando se considera as despesas decorrentes do desenvolvimento do Campo de Mexilhão, que totalizam BUS\$ 1,70, além do índice de rentabilidade (Receitas/Despesas).

Tabela 64 - Lucro teórico com barril a US\$ 40.

40 US\$/bbl	<b>Lula NE</b>	<b>Cernambi</b>	<b>Lula</b>	<b>Sapinhoá</b>
	Valor	Valor	Valor	Valor
Reserva original (MMm <sup>3</sup> )	65,7	58	-	86
Reserva considerada (MMm <sup>3</sup> )	49,28	43,5	20,8	55,9
Despesa total (BUS\$)	7,95	5,66	5,23	5,49
Receita (BUS\$)	12,40	10,94	5,23	14,06
Receita - Despesa (BUS\$)	4,45	5,28	0,00	8,57
LT (BUS\$)	4,04	4,80	0,00	7,79
Índice de rentabilidade	1,56	1,93	1,00	2,56
<b>LT TOTAL (BUS\$)</b>			16,64	
<b>LT TOTAL - CUSTO MEXILHÃO (BUS\$)</b>			14,94	

Tabela 65 - Lucro teórico com barril a US\$ 60.

60 US\$/bbl	<b>Lula NE</b>	<b>Cernambi</b>	<b>Lula</b>	<b>Sapinhoá</b>
	Valor	Valor	Valor	Valor
Reserva original (MMm <sup>3</sup> )	65,70	58,00	-	86
Reserva considerada (MMm <sup>3</sup> )	49,28	43,50	13,85	55,9
Despesa total (BUS\$)	7,95	5,66	5,23	5,49
Receita (BUS\$)	18,60	16,42	5,23	21,10
Receita - Despesa (BUS\$)	10,65	10,76	0,00	15,61
LT (BUS\$)	9,68	9,78	0,00	14,19
Índice de rentabilidade	2,34	2,90	1,00	3,84
<b>LT TOTAL (BUS\$)</b>			33,65	
<b>TOTAL - CUSTO MEXILHÃO (BUS\$)</b>			31,95	

Tabela 66 - Lucro teórico com barril a US\$ 80.

80 US\$/bbl	<b>Lula NE</b>	<b>Cernambi</b>	<b>Lula</b>	<b>Sapinhoá</b>
	Valor	Valor	Valor	Valor
Reserva original (MMm <sup>3</sup> )	65,70	58,00	-	86
Reserva considerada (MMm <sup>3</sup> )	49,28	43,50	10,40	55,9
Despesa total (BUS\$)	7,95	5,66	5,23	5,49
Receita (BUS\$)	24,79	21,89	5,23	28,13
Receita - Despesa (BUS\$)	16,84	16,23	0,00	22,64
LT (BUS\$)	15,31	14,75	0,00	20,58
Índice de rentabilidade	3,12	3,87	1,00	5,12
<b>LT TOTAL (BUS\$)</b>			50,64	
<b>LT TOTAL - CUSTO MEXILHÃO (BUS\$)</b>			48,94	

Tabela 67 - Lucro teórico com barril a US\$ 100.

100 US\$/bbl	<b>Lula NE</b>	<b>Cernambi</b>	<b>Lula</b>	<b>Sapinhoá</b>
	Valor	Valor	Valor	Valor
Reserva original (MMm <sup>3</sup> )	65,70	58,00	-	86
Reserva considerada (MMm <sup>3</sup> )	49,28	43,50	8,32	55,9
Despesa total (BUS\$)	7,95	5,66	5,23	5,49
Receita (BUS\$)	30,99	27,36	5,23	35,16
Receita - Despesa (BUS\$)	23,04	21,70	0,00	29,67
LT (BUS\$)	20,95	19,73	0,00	26,97
Índice de rentabilidade	3,90	4,83	1,00	6,40
<b>LT TOTAL (BUS\$)</b>			67,65	
<b>LT TOTAL - CUSTO MEXILHÃO (BUS\$)</b>			65,95	

Mesmo considerando que o LT do Piloto de Lula é zero, que a produção de gás é inexistente e incluindo o custo de desenvolvimento de Mexilhão como uma despesa sem a respectiva receita, os resultados de lucro teórico são positivos, alcançando um valor de BUS\$ 14,94 para o barril a US\$ 40. Portanto, a viabilidade do desenvolvimento submarino *subsea to shore* das áreas do Pré-sal é possível do ponto de vista econômico apesar das limitações técnicas.

Comparativamente, no cenário convencional com plataforma para Sapinhoá estimou-se um custo total (CAPEX, OPEX e descomissionamento) no valor de BUU\$ 11,75 (somente o custo da UEP corresponde a BUS\$ 4,2 e está incluso no OPEX pois a plataforma é afretada). Para este caso, considerando-se a recuperação original de 86 MMm<sup>3</sup> e o preço do barril a US\$ 40, o lucro teórico seria de BUS\$ 8,99, 15,40% menor. Já o índice de rentabilidade seria de 1,84, contra 2,56, o que indica que 0,72 centavos de dólar deixam de ser ganhos para cada dólar investido.

## 6. CONCLUSÕES

O melhor cenário para implementação do sistema submarino *subsea to shore* corresponde a duas redes distintas de escoamento, uma envolvendo o piloto de Lula NE, o DP de Cernambi e o Campo de Mexilhão, enquanto a outra envolve os Pilotos de Sapinhoá e Lula. Essa foi a melhor alternativa por mesclar maior produtividade com o menor número de linhas submarinas.

Em função da grande distância à costa e à elevada RGO para os campos de óleo, a produtividade fica limitada à capacidade de escoamento do gás, que ocorre através da própria energia do reservatório. Neste tocante, a inexistência de tecnologia de compressão submarina mostrou-se uma barreira à implementação do sistema com exportação direta à costa.

Se existisse e houvesse confiabilidade em sua aplicação seria possível aumentar a produtividade das áreas do Pré-sal, especialmente para os casos de menor pressão do reservatório. No entanto, apenas com o emprego de bombas multifásicas nas linhas de exportação de óleo foi possível garantir uma elevada produtividade, apesar das perdas de produção frente ao cenário convencional com UEP, especialmente maiores para situações em que a pressão do reservatório é menor.

Apesar dessa queda de produção no cenário *subsea to shore* proposto, o projeto mostrou-se vantajoso do ponto de vista econômico, alcançando uma rentabilidade superior ao cenário com plataforma, em que o OPEX é extremamente elevado, principalmente devido ao custo com a FPSO e com o traslado da tripulação, que tem peso relevante devido à grande distância à costa. Justifica-se, portanto, a implementação do sistema submarino *subsea to shore* para os campos estudados.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BAI, Y., BAI, Y., *Subsea engineering handbook*. 1. ed. Houston, Elsevier, 2012.

BARROSO, A. S., USHIROBIRA, C. A., “Sweet spots characterization of a low permeability turbidite reservoir Mexilhão Field, Santos Basin”. *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, 1647, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, 17-20 de setembro de 2012.

BARTOSZECK, M. K., *Simulação de fluxo em um modelo 3D análogo a um reservatório fraturado de gás*. Tese de D.Sc., Departamento de Geologia/UFPR, Curitiba, PR, Brasil, 2009.

BERNT, T., HYDRO, SMEDSRUD, E., “Ormen Lange subsea production system”. *Offshore Technology Conference*, 18965, Houston, Texas, EUA, 30 de abril a 3 de maio de 2007.

FEITOSA, S. R., ESTITES, C., EVERARD, J., “Pre-commissioning of first interfield pipeline of Brazilian Pre-sal projects”. *Offshore Technology Conference*, 22754, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 4-6 de outubro de 2011.

FMC TECHNOLOGIES. *Subsea Processing Systems*. Disponível em: <<http://www.fmctechnologies.com/en/SubseaSystems/Technologies/SubseaProcessingSystems.aspx>>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2015.

GENESIS. *Long Subsea Tiebacks*. Disponível em: <<http://www.genesisoilandgas.com/Expertise/Long-Subsea-Tiebacks/>>. Acesso em: 26 de janeiro de 2016.

LABANCA, E. L., *Metodologia para a seleção de arranjos submarinos baseada na eficiência operacional*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.

LAGE, A. C. V. M., JACINTO, C. M. C., MARTINS, F. S. B., et al., “Blowout contingency and risk-reduction measures for high-rate subsea gas wells in Mexilhão”. *SPE Drilling Conference*, 99164, Miami, Florida, EUA, 21-23 de fevereiro de 2006.

LI B., CHEN Z., HUAN G. “The Sequential Method for the Black-Oil Reservoir Simulation on Unstructured Grids”, *Journal of Computational Physics*, v. 192, n. 1, pp 36-72, Novembro de 2003.

LIMA, H. F., *Metodologia para a tomada de decisão no projeto de sistemas submarinos de produção de óleo e gás*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.

LORENZETI, J. F. C., SILVA, H. B., “Desafios e soluções para a produção e poços de gás interligados por manifold no Campo de Mexilhão”. *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, 1358, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 17-20 de setembro de 2012.

MOREIRA, C. C., *Estudo de aplicação de sistema de bombeamento multifásico submarino no cenário da Bacia de Campos*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2003.

NGUYEN, TAN. *Advanced Artificial Lift Methods*. Disponível em: <<http://slideplayer.com/slide/1636618/>>. Acesso em: 26 de janeiro de 2016.

NOGUEIRA, R. L., LIMA, I. C. M., FERNANDES, B. R. B., *et al.*, “Simulação de reservatório de petróleo utilizando o modelo black-oil em conjunto com malhas não-estruturadas”, *Holos*, v. 2, n. 28, pp. 3-21, maio de 2012.

NUNES, J. S., *Estudos, modelagem e simulação de instalações de petróleo no simulador PIPESIM com ênfase na otimização “gas-lift” contínuo*. Projeto de Graduação, Departamento de Engenharia Mecânica/UFES, Vitória, ES, Brasil, 2008.

OFFSHORE TECHNOLOGY. *Mexilhão Gás Field, Brazil*. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/projects/mexilhao/>>. Acesso em 27 de agosto de 2013.

OFFSHORE TECHNOLOGY. *Tieback Time*. Disponível em: <<http://www.offshore-technology.com/features/feature1033/>>. Acesso em: 19 de fevereiro de 2015.

ONIAS, C. C. T., *Aplicação de dutos sanduíche à exportação de gás em águas ultra-profundas*. Projeto de Graduação, Escola Politécnica/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2012.

PAPATERRA, G. E. Z. *Pré-sal: Conceituação Geológica sobre uma Nova Fronteira Exploratória no Brasil*. Dissertação de M.Sc., Instituto de Geociências/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2010.

PESSOA, P. A., *Simulação computacional do escoamento em bombas de cavidades progressivas*. Dissertação de M.Sc., Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica/UFRN, Natal, RN, Brasil, 2009.

PETROBRAS. *Gasoduto Caraguatatuba-Taubaté: estudo de impacto ambiental (EIA)*. In: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Licenciamento Ambiental Federal, 2006.

PETROBRAS. *Atividade de Produção de Gás e Condensado no Campo de Mexilhão, Bacia de Santos: RIMA – Relatório de Impacto Ambiental*. In: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Licenciamento Ambiental Federal, 2007a.

PETROBRAS. Trecho terrestre do gasoduto PMXL1-UTGCA: estudo de análise de riscos. In: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Licenciamento Ambiental Federal, 2007b.

PETROBRAS. *EIA/RIMA para a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 1*. In: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Licenciamento Ambiental Federal, 2011.

PORTO, A. C. C. H, *Estudo de implementação de processamento submarino com exportação para a costa*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2013.

PETROBRAS. *Conheça curiosidades sobre equipamentos de nossos sistemas submarinos*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-curiosidades-sobre-equipamentos-de-nossos-sistemas-submarinos.htm>>. Acesso em: 26 de janeiro de 2016.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L. G.; TASSINARI, C. C. "Pré-sal: geologia e exploração", **Revista USP**, n. 95, pp. 33-42, setembro de 2012.

RIGZONE. *How does subsea processing work?*. Disponível em: <[http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=327&c\\_id=17](http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=327&c_id=17)>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2015.

SCHLUMBERGER. *Gas Lift Design and Technology*. Disponível em: <<http://igs.nigc.ir/STANDS/BOOK/Gas-Lift-Technology.pdf>>. Acesso em: 28 de abril de 2015.

SHELL. Subsea surveillance: Ormen Lange. Disponível em: <[http://www.ifea.no/wp-content/uploads/2012/02/R\\_Hellerud.pdf](http://www.ifea.no/wp-content/uploads/2012/02/R_Hellerud.pdf)>. Acesso em: 29 de abril de 2014.

VIDAL, F. J. T., *Desenvolvimento de um simulador de bombeio por cavidades progressivas*. 2005. Dissertação de M.Sc., Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica/UFRN, Natal, RN, Brasil, 2005.

WITTING, F., GRAY, V., "Snohvit and Beyond – Setting new standards for subsea to shoe developments". *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, 101954, Moscow, Russia, 3-6 de outubro de 2006.

WILSON, A., OVERAA, S. J., HOLM, H., "Ormen Lange - Flow assurance challenges". *Offshore Technology Conference*, 16555, Houston, Texas, EUA, 3-6 de maio de 2004.

## ANEXO A

A seguir são descritas as características dos poços do Pré-sal e os comprimentos dos *flowlines* associados. Para os injetores WAG, no entanto, apenas a extensão das linhas de injeção de água é indicada. As informações listadas dos poços são: lâmina d'água, profundidade medida (*Mesured Depth* – MD), profundidade vertical verdadeira (*True Vertical Depth* – TVD) e inclinação. A MD corresponde à profundidade de um poço medida ao longo do seu eixo desde a superfície até o fundo, enquanto a TVD corresponde à distância vertical desde a superfície até o final do. Para poços verticais, TVD = MD, mas para poços inclinados TVD < MD.

### 1. SAPINHOÁ

A Figura 40 indica a configuração dos *risers* para a área de Sapinhoá. Com a substituição da plataforma pelo separador no cenário *subsea to shore*, os *flowlines* foram estendidos em 2978 m, que corresponde à distância entre a plataforma e o PLET que realiza interface com o *riser*. As Tabelas 68 e 69 indicam as características dos poços e *flowlines* para a área de Sapinhoá (os comprimentos das linhas que são indicados é para o caso com plataforma).

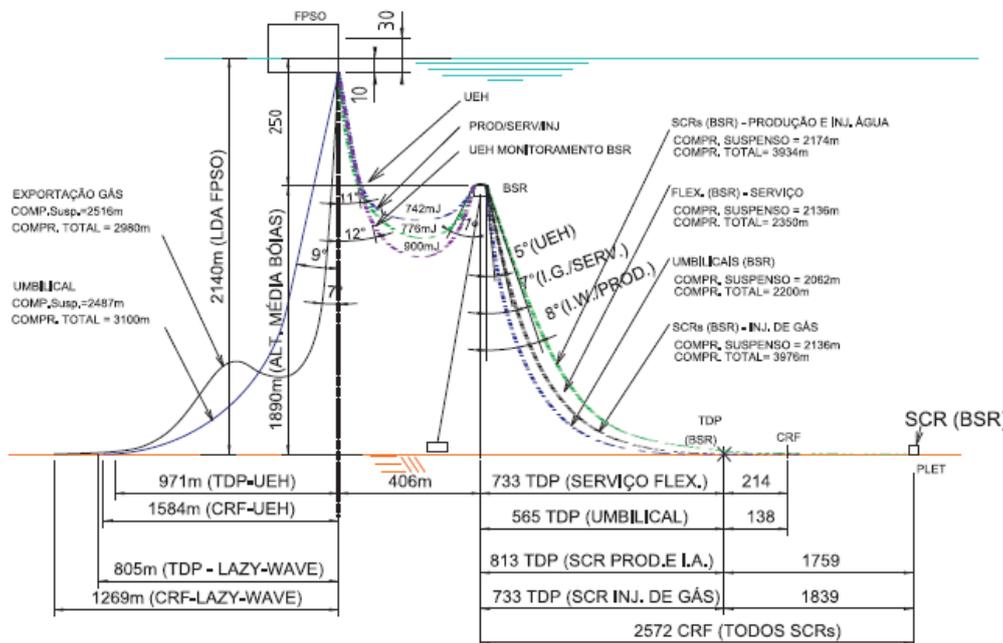


Figura 40 - Configuração dos risers na área de Sapinhoá.

Tabela 68 - Características originais dos poços produtores e *flowlines* de Sapinhoá.

Poço	Intervalo (m)				Inclinação (graus)	Flowline (m)	Lâmina d'água (m)
	MD		TVD				
	Início	Final	Início	Final			
SPS-55	2172	5993	2172	5993	0	2645	2140
SPS-77	2147	5374	2147	5374	0	2655	2120
SPH-4	2146	3071	2146	3071	0	5020	2121
	3071	5866,5	3071	5492	30		
SPH-2D	2167	2234	2167	2234	0	2905	2145
	2234	3546	2234	3527	10		
	3546	6114	3527	5704	32		
SPH-1	2167	5425	2167	5425	0	1550	2142
SPH-3	2170	5275	2170	5275	0	4260	2145
P6	2164	5275	2164	5275	0	930	2138
P1	2146	5275	2146	5275	0	2655	2120

Tabela 69 - Características dos poços injetores de Sapinhoá.

Poço	Intervalo (m)				Inclinação (graus)	Flowline (m)	Lâmina d'água (m)
	MD		TVD				
	Início	Final	Início	Final			
I4 (água)	2167	5375	2167	5375	0	5170	2146
I7 (água)	2188	5475	2188	5475	0	3930	2140
I5 (WAG)	2164	5475	2164	5475	0	4260	2141
SPS I6S (água)	2159	5526	2159	5526	0	2895	2140
SPS I1S (gás)	2183	5798	2183	5798	0	5150	2158

## 2. LULA NE

A Figura 41 indica a configuração dos *risers* para a área de Lula NE. Neste caso os *flowlines* foram estendidos em 2975 m na construção do cenário *subsea to shore*. As Tabelas 70 e 71 indicam as características dos poços e *flowlines* para a área este área (os comprimentos das linhas que são indicados é para o caso com plataforma).

Lula NE conta com um *manifold* de injeção (MSIAG-01) instalado numa lâmina d'água de 2123 m e que atende aos poços injetores WAG TNE-I3 e TNE-I5. Nele chegam duas linhas, uma de gás (6") e outra de água (8", 1250 m) que foram estendidas no cenário *subsea to shore*, enquanto as linhas desses poços foram não foram alteradas.

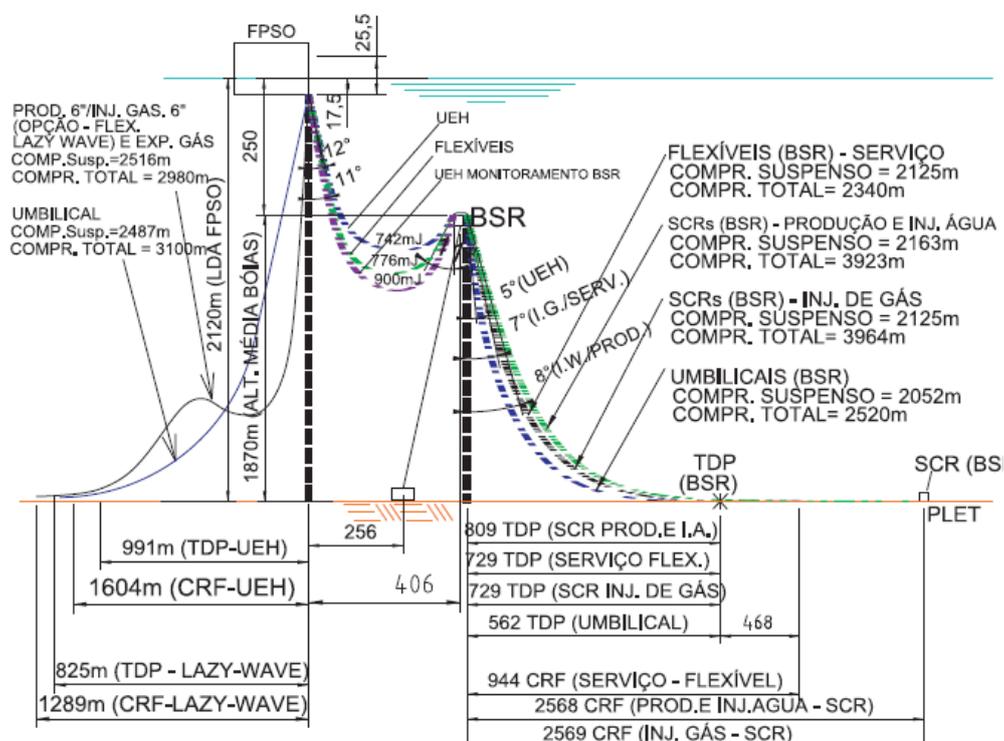


Figura 41 - Configuração dos *risers* na área de Lula NE.

Tabela 70 – Características dos poços produtos de Lula NE.

Poço	Intervalo (m)				Inclinação (graus)	Flowline (m)	Lâmina d'água (m)
	MD		TVD				
	Início	Final	Início	Final			
TNE-P1	2158	3246	2158	3246	0	720	2110
	3246	6625	3246	5463	49		

TNE-P2	2174	2881	2174	2881	0	1005	2120
	2881	5343	2881	4969	32		
	5343	5775	4969	5323	35		
TNE-P3	2151	3167	2151	3167	0	2460	2133
	3167	5636	3167	5086	39		
	5636	6329	5086	5609	41		
TNE-P4	2162	3006	2162	3006	0	330	2120
	3006	5576	3006	5421	20		
TNE-P5	2162	3006	2162	3006	0	2740	2120
	3006	5576	3006	5421	20		
TNE-P6	2160	5225	2160	5225	0	4120	2130
TNE-P7	2159	5225	2159	5225	0	4410	2130
TNE-P8	2147	2977	2147	2977	0	4075	2125
	2977	5616	2977	5165	34		

Tabela 71 - Características dos poços injetores de Lula NE.

Poço	Intervalo (m)				Inclinação (graus)	Flowline <sup>1</sup> (m)	Lâmina d'água (m)
	MD		TVD				
	Início	Final	Início	Final			
TNE-I1 (WAG)	2164	3138	2164	3138	0	10580	2115
	3138	6097	3138	5620	33		
TNE-I3 (WAG)	2149	5225	2149	5225	0	590	2120
TNE-I4 (WAG)	2149	5225	2149	5225	0	2030	2120
TNE-I5 (WAG)	2140	3391	2140	3391	0	590	2120
	3391	5688	3391	5456	26		
TNE-DG1 (Gás)	2148	5275	2148	5275	0	6345	2120

### 3. CERNAMBI

A Figura 42 indica a configuração dos risers para a área de Cernambi. Neste caso os *flowlines* foram estendidos em 2010 m na construção do cenário *subsea to shore*. As Tabelas 72 e 73 indicam as características dos poços e *flowlines* para esta área (os comprimentos das linhas que são indicados é para o caso com plataforma).

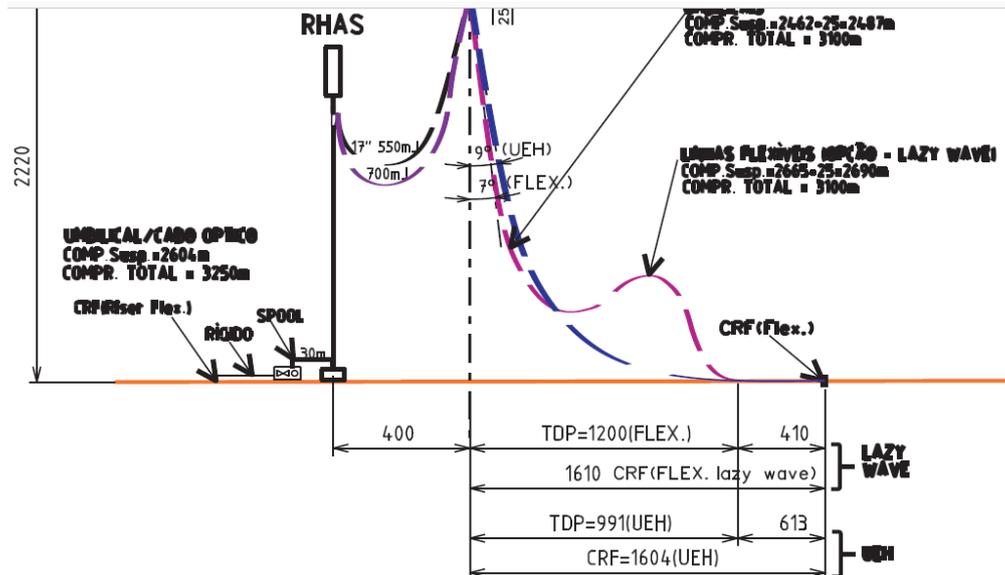


Figura 42 - Configuração dos risers na área de Cernambi.

Tabela 72 - Características dos poços produtos de Cernambi.

Poço	Intervalo (m)				Inclinação (graus)	Flowline <sup>1</sup> (m)	Lâmina d'água (m)
	MD		TVD				
	Início	Final	Início	Final			
RJS-681	2241	5328	2241	5328	0	3115	2130
P-IR01	2130	5105	2130	5105	0	2400	2130
P-IR07	2130	5105	2130	5105	0	2320	2130
P-IR09	2130	2980	2130	2980	0	2180	2130
	2980	5256	2980	5105	21		
P-IR05	2130	5105	2130	5105	0	1405	2130
P-IR08	2130	5105	2130	5105	0	2510	2130
RJS-676	2240	5275	2240	5275	0	4355	2130
RJS-647	2239	5799	2239	5799	0	1935	2130

Tabela 73 - Características dos poços injetores de Cernambi.

Poço	Intervalo (m)				Inclinação (graus)	Flowline (m)	Lâmina d'água (m)
	MD		TVD				
	Início	Final	Início	Final			
IW-IR06 (WAG)	2130	5175	2130	5175	0	1870	2130
IW-IR03 (WAG)	2130	5188	2130	5188	0	1440	2130
IW-IR01 (WAG)	2130	5229	2130	5229	0	4695	2130
IW-IR02 (WAG)	2130	2835	2130	2835	0	365	2130
	2835	5626	2835	5035	38		
IW-IR05 (WAG)	2130	2850	2130	2850	0	1780	2130
	2850	5117	2850	5050	38		
IW-IR08 (água)	2130	5193	2130	5193	0	600	2130
IW-IR07 (água)	2130	5207	2130	5207	0	475	2130

A área de Cernambi conta com três *manifolds* de injeção, cujas características estão indicadas na Tabela 74. Naqueles que atendem poços WAG chegam duas linhas, uma de gás (6") e outra de água (8"), enquanto nos demais chegam apenas a linha de água. Somente as linhas de água que atendem esses *manifolds* foram estendidas no cenário *subsea to shore*, enquanto as linhas dos respectivos poços não foram alteradas.

Tabela 74 - Características dos *manifolds* de injeção de Cernambi.

<b>Manifold</b>	<b>Lâmina d'água (m)</b>	<b>Extensão do flowline de água (m)</b>	<b>Poços atendidos</b>
MSIA-01	2130	4350	IW-IR08 e IW-IR07
MSIAG-01	2130	4380	IW-IR05 e IW-IR02
MSIGA-02	2130	2840	IW-IR01 e IW-IR03