

E - Sistema de Escoamento e Transferência da Produção

Neste item serão descritos os principais aspectos técnicos referentes ao sistema de coleta e escoamento da produção, aos elementos e procedimentos de segurança envolvidos e à caracterização dos produtos escoados.

A produção dos poços do Campo de Mexilhão e adjacências será coletada por um sistema de linhas flexíveis e rígidas e enviada para tratamento na plataforma PMXL-1. Desta plataforma, a produção será escoada por um gasoduto de exportação até a unidade de tratamento de gás (UTGCA) em terra, localizada em Caraguatatuba/SP. Na UTGCA, o condensado é separado do gás e encaminhado por duto para o Terminal Almirante Barroso (TEBAR) da Petrobras, em São Sebastião/SP. A Figura abaixo ilustra o sistema de coleta e escoamento da produção e na Figura seguinte é apresentado o diagrama unifilar do Campo de Mexilhão.

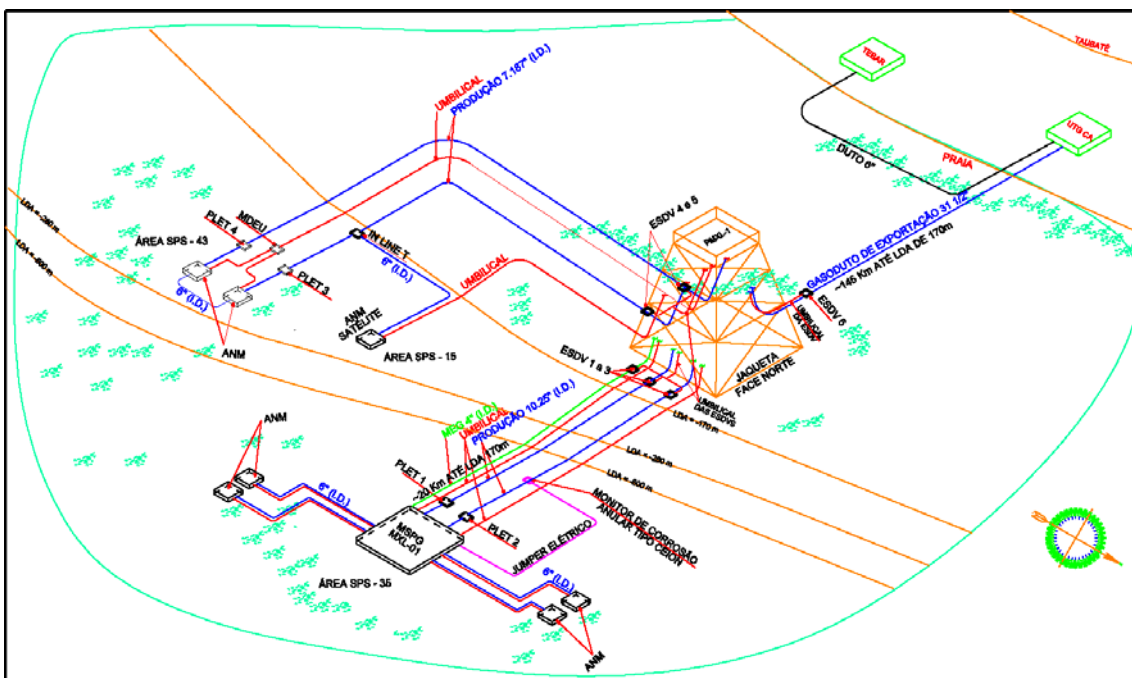


Figura II.2.4.2-12 - Desenho esquemático do sistema de coleta do Campo de Mexilhão

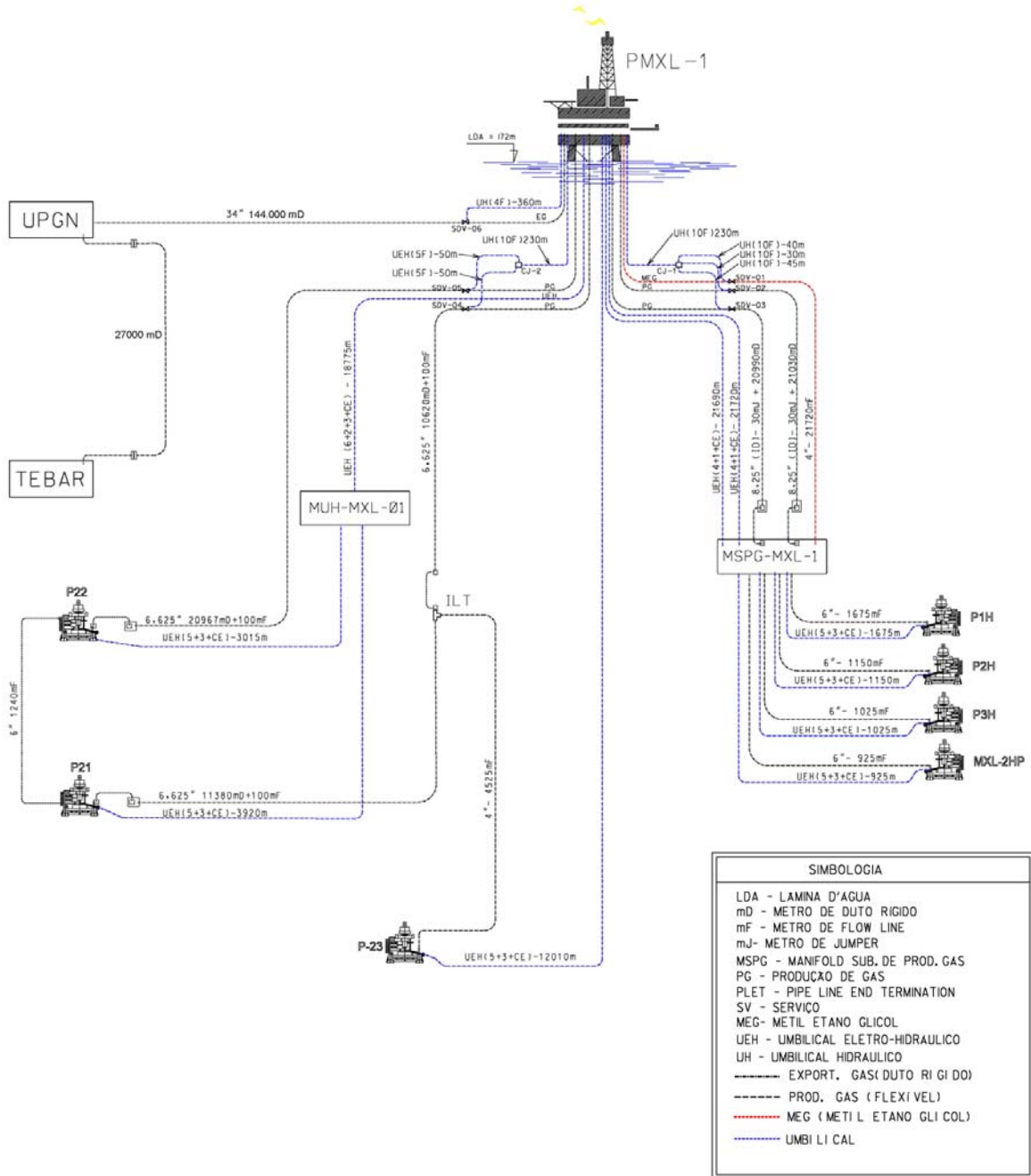


Figura II.2.4.2-13 - Diagrama Unifilar

E1 - Sistema de Coleta da Produção

Os poços produtores do Campo de Mexilhão e adjacências estarão interligados, das árvores de natal molhadas (ANM's) à plataforma PMXL-1, por um sistema de coleta composto por dutos flexíveis e rígidos e por elementos de

interligação tais como: *manifolds* de produção e controle, PLET, ILT e caixa de junção.

As linhas rígidas serão interligadas aos *manifolds* ou às ANM's através de PLETs e *jumpers* (linhas flexíveis) e ao *header* de produção da PMXL-1 através de *risers* rígidos, com auxílio de suportes e *casings*, instalados na jaqueta da plataforma e protegidos por defensas.

O controle dos poços será feito por linhas umbilicais, amplamente utilizadas pela indústria do petróleo.

Além das linhas de produção e umbilicais, o sistema de coleta também é composto por uma linha de injeção de MEG, ligando a PMXL-1 ao *manifold* MSPG-MXL-1.

As interligações dos componentes do sistema de coleta podem ser observados na Figura II.2.4.2-13, diagrama unifilar do Campo de Mexilhão, anteriormente apresentada.

E1.1 - Linhas de Coleta da Produção e Umbilicais de Controle

O sistema de coleta da produção é composto por dutos rígidos, cujos comprimentos variam de 10 km a 21 km de extensão, e por linhas flexíveis, com comprimentos significativamente menores, variando de 100 m a 4.525 m. Tais características implicam em condições operacionais bem diferenciadas. As características gerais das linhas de coleta da produção estão apresentadas no Quadro II.2.4.2-9.

Quadro II.2.4.2-9 - Características gerais das linhas de coleta da produção

Poço de origem	Diâmetro Nominal (pol)		Comprimento (m)		Destino
	Duto Rígido	Flowline	Duto Rígido	Flowline	
P1H	-	6	-	1675	MSPG-MXL-1
P2H	-	6	-	1150	MSPG-MXL-1
P3H	-	6	-	1025	MSPG-MXL-1
MXL-2HP	-	6	-	925	MSPG-MXL-1
P22	6.625	6.625	20.967	100*	PMXL-1
P21	6.625	6.625 / 6	11.380	100* / 1240	ILT / P22
P23	-	4	-	4525	ILT

* O *flowline* é ligado ao duto rígido através de PLET

Com relação ao controle dos poços, os umbilicais serão do tipo eletro-hidráulicos, consistindo de um conjunto de mangueiras termoplásticas e cabos elétricos, integradas em um único cabo, conforme ilustrado na Figura II.2.4.2-14, para transmitir suprimentos hidráulicos de baixa e alta pressão (para as válvulas de segurança, fechamento e controle do fluxo do poço nas ANMs, etc), injetar produtos químicos (inibidor de incrustação e inibidor de hidrato) e receber/emitir sinais elétricos necessários para operar e monitorar os poços de produção.



**Figura II.2.4.2-14 - Foto representativa
de um umbilical
flexível.**

Fonte: PETROBRAS

Para o controle hidráulico das funções das estruturas submarinas (ANM's) será utilizado um fluido do tipo aquoso (Transaqua DW) cuja ficha de segurança (FISPQ) encontra-se no Anexo II.2-10 deste EIA.

No Quadro a seguir, são apresentadas as características dos umbilicais eletro-hidráulicos do sistema submarino do Campo de Mexilhão.

Quadro II.2.4.2-10 - Características dos umbilicais eletro-hidráulicos do sistema submarino do Campo de Mexilhão.

Origem	Destino	Composição	Comprimento Total (m)
PMXL - 1	CJ - 1	UH	230
PMXL - 1	CJ - 2	UH	230
PMXL - 1	SDV - 6	UH	360
P3H	MSPG-MXL-1	UEH (5+3+CE)	1025
P2H	MSPG-MXL-1	UEH (5+3+CE)	1150
P23	PMXL-1	UEH (5+3+CE)	12.010
P22	MUH-MXL-01	UEH (5+3+CE)	3015
P21	MUH-MXL-01	UEH (5+3+CE)	3920
P1H	MSPG-MXL-1	UEH (5+3+CE)	1675
MXL-2HP	MSPG-MXL-1	UEH (5+3+CE)	925
CJ - 2	SDV - 4	UEH	50
CJ - 2	SDV - 5	UEH	50
CJ - 1	SDV - 01	UH	40
CJ - 1	SDV - 2	UH	30
CJ - 1	SDV - 3	UH	45

Nota: o comprimento dos umbilicais que saem dos poços - riser + flowline)

UH - umbilical hidráulico;

UEH - umbilical eletro-hidráulico;

E1.2 - Sistema de Injeção de MEG

O sistema de injeção de MEG será constituído por uma única linha flexível, de 4" de diâmetro e 21.720 m de comprimento, na qual será instalada uma válvula de segurança do tipo SDV. Essa linha sairá da PMXL-1 e será interligada ao *manifold* submarino de produção no Campo de Mexilhão.

E1.3 - Árvores de Natal Molhadas (ANM)

O projeto de desenvolvimento do Campo de Mexilhão compreenderá a instalação de 7 ANM's do tipo GLL (operadas sem mergulhador e sem cabos-guia), a serem instaladas sobre a cabeça de cada poço produtor, sendo responsáveis pelo controle da pressão e vazão do poço.

As válvulas das ANM's são do tipo *fail safe close*, ou seja, em caso de falha as válvulas ficam na posição fechada.

E1.4 – Elementos de interligação

O sistema de coleta da produção em Mexilhão contará com elementos de interligação tais como *manifolds*, PLET, ILT e caixa de junção (CJ).

O sistema submarino interligado à PMXL-1 será provido de dois *manifolds*, MUH-MXL-1 e MSPG-MXL-1, que terão a função de distribuir o controle eletro-hidráulico para os poços produtores, sendo que ao *manifold* MSPG-MXL-1 também serão interligadas as linhas de produção dos poços do Campo de Mexilhão. No Quadro a seguir são apresentadas as interligações aos *manifold*, no Campo de Mexilhão.

Quadro II.2.4.2-11 – Interligações das estruturas

MANIFOLD	Diâmetro Nominal da Linha de Gás (pol)		Comprimento da Linha de Gás (m)		Umbilical eletro-hidráulico	Comprimento UEH (m)	Injeção de MEG	
	Riser	Flow Jumper	Riser	Flow Jumper	Composição	Riser + Flow	Diâmetro	Comprimento
MSGP MXL-1	8,25	8,25	20990	30	UEH (4+1+CE)	21690	4 pol	21720 m
	8,25	8,25	21030	30	UEH (4+1+CE)	21720		
MDEU ou MUH- MXL-1	-	-	-	-	UEH (6+2+3+CE)	18775	-	-

Tanto o PLET (*Pipeline End Termination*) quanto o ILT (*In-Line-Tee*), ilustrados na Figura II.2.4.2-15, são equipamentos providos por válvulas de bloqueio e são utilizados quando se deseja criar uma derivação em um duto, seja ele rígido ou flexível, de modo a interligá-lo a outro sistema de coleta ou escoamento, permitindo a conexão de até 3 dutos distintos.

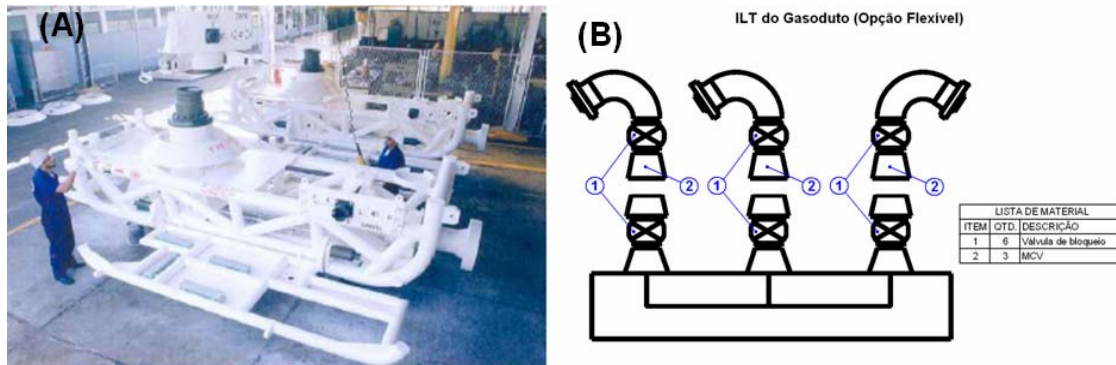


Figura II.2.4.2-15 - Foto e ilustração de elementos de interligação (a) PLET (b) ILT
Fonte: PETROBRAS.

A caixa de junção CJ tem a finalidade de realizar a distribuição do sinal hidráulico oriundo de um cabo, para até três cabos, conectando os umbilicais às SDVs presentes nas linhas do sistema de coleta e escoamento da produção. A CJ não é provida de válvulas sendo assim menor e mais simples que as estruturas anteriores.

E2 - Sistema de Escoamento da Produção

Conforme mencionado, a produção da PMXL-1 será transferida para a terra (UTGCA) por meio de escoamento multifásico de gás e condensado, através de gasoduto rígido submarino. A partir da UTGCA, o condensado separado é encaminhado para o terminal marítimo de São Sebastião/SP - TEBAR. Nos dois sistemas de escoamento, os dutos atravessarão trechos marítimos e terrestres.

No Quadro a seguir, são apresentadas as características dos trechos atravessados, ilustrados na Figura II.2.4.2-16.

Quadro II.2.4.2-12 - Características do trecho de escoamento da produção

TRECHO*	TIPO	COMPRIMENTO (km)	DIÂMETRO (pol)	POSIÇÃO INICIAL	POSIÇÃO FINAL	CARACTERÍSTICAS
A-B	Marítimo	135,5	34	PMXL-1 (LDA=172 m) Lat = 24°21'9,66" Long = 44°22'56,45"	Praia Lat = 23°39'28,49" Long = 45°25'40,97"	Assentado e calçado no assoalho marinho, até LDA de 70 m. Deste ponto até a praia, duto enterrado.
B-C	Terrestre	8,5	34	Praia Lat = 23°39'28,49" Long = 45°25'40,97"	UTGCA Lat = 23 42 01.99 Long = 39 25 40.65	Duto enterrado
C-D	Terrestre	8,5	6	UTGCA Lat = 23 42 01.99 Long = 39 25 40.65	Praia Lat = 23°39'30,07" Long = 45°25'40,97"	Duto enterrado
D-E	Marítimo	18,5	6	Praia Lat = 23°39'30,07" Long = 45°25'40,97"	Pier norte do TEBAR Lat = 23°48'1,96" Long = 45°23'31,86"	Duto enterrado

* Localização dos trechos conforme apresentado na Figura II.2.4-22.

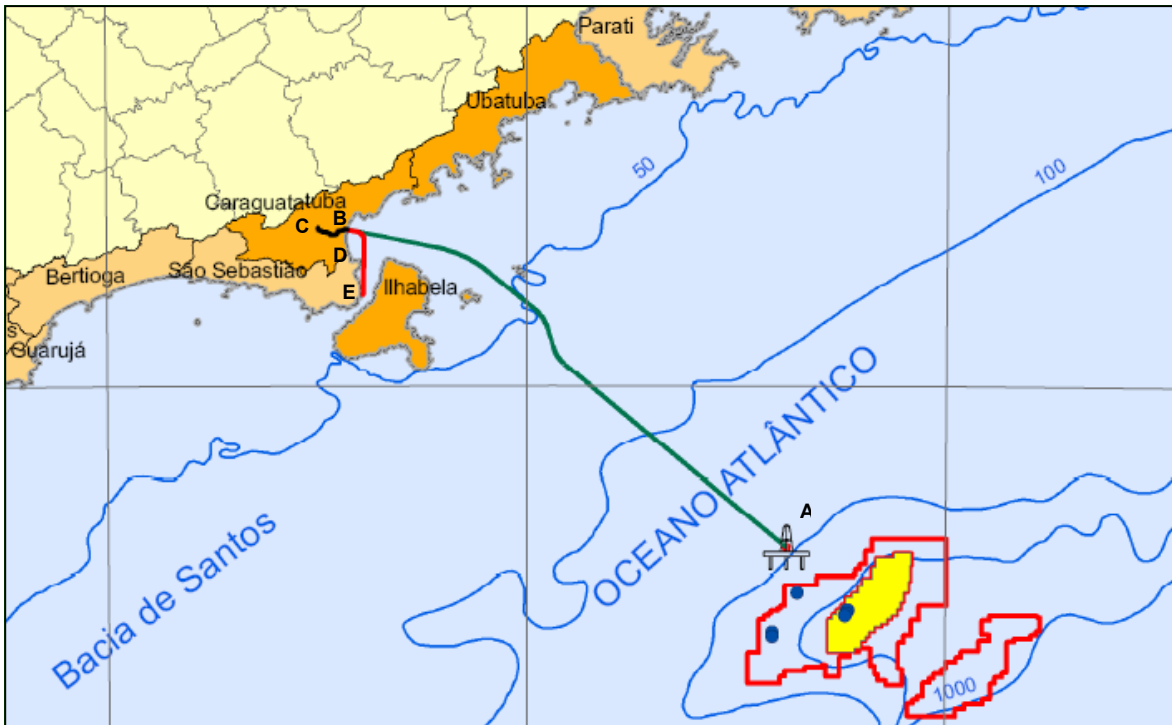


Figura II.2.4.2-16 - Localização dos trechos atravessados pelos dutos de escoamento da produção. Fonte: PETROBRAS

A Figura II.2.4.2-17 ilustra as características dos diversos trechos componentes do gasoduto de exportação, descritas no Quadro II.2.4.2-14.

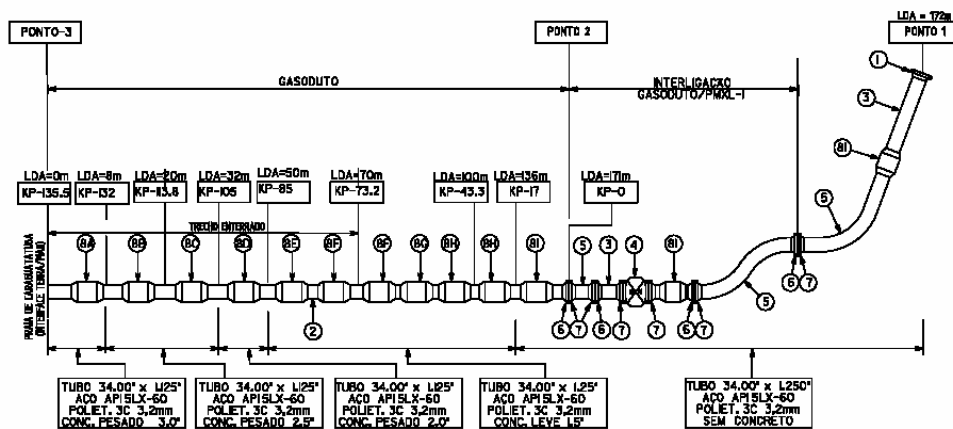


Figura II.2.4.2-17 - Características dos diversos trechos componentes do trecho marítimo Gasoduto 34" de exportação.

Fonte: Petrobras

Quadro II.2.4.2-13 - Especificações técnicas do gasoduto de exportação

Índice	Características Técnicas	Quantidade
1	Flange	1
2, 3	Tubo API 5L, revestimento anticorrosivo (polietileno de alta densidade com camada tripla)	-
4	Válvula de emergência (ESDV - <i>Emergency Shut Down Ball</i>)	1
5	Curva 5D do <i>riser</i> e do <i>tie-in</i>	1
6	Flange	4
7	Flange	5
8 (A-1)	Anodo de sacrifício de liga de alumínio	ver distribuição

Após tratamento na UTGCA, o condensado será bombeado por um duto de escoamento para o TEBAR, com vazão máxima de 134 m³/h.

As características do duto de condensado são apresentadas na Figura II.2.4.2-18 e no Quadro II.2.4.2-14.

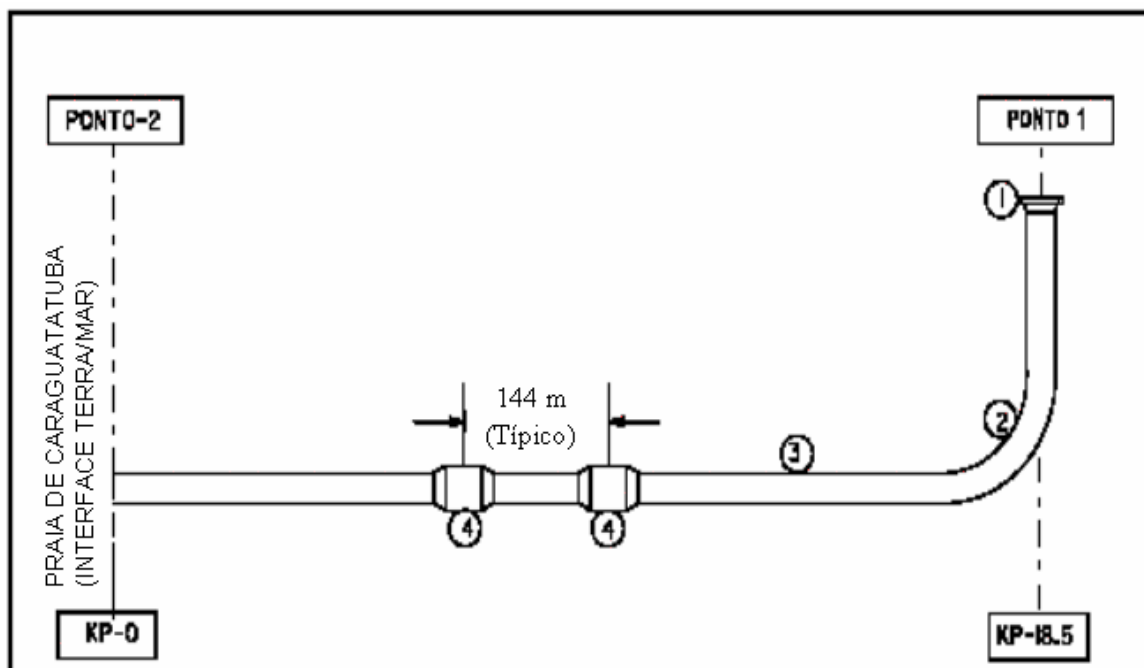


Figura II.2.4.2-18 - Trecho submarino: Praia de Caraguatatuba – Pier norte do Tebar.

Quadro II.2.4.2-14 - Características do trecho submarino do duto de condensado

Índice	Características técnicas	Quantidade
1	Flange	1
2	Curva de 90"	1
3	Tube API 5L, revestimento anticorrosivo de 3,0 mm (polietileno alta densidade com tripla camada)	18,5 km mar
4	Anodo de sacrifício de liga de alumínio	129

No Quadro a seguir, são apresentadas as condições operacionais dos dutos de escoamento.

Quadro II.2.4.2-15 - Condições operacionais dos dutos de escoamento

Características	Duto de Condensado	Gasoduto de exportação
Diâmetro (pol)	6	34
Comprimento total (km)	27	144
Vazão Máxima (m ³ /dia)	3.216	8.000.000 de gás (1 atm, 20°C) 755 de condensado
Temperatura (°C)	30 - 38	25
Pressão (bar)	74 - 10	Cerca de 73 bar na saída da plataforma

E3 - Elementos de Segurança e Bloqueio Contra Vazamentos

Os principais elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos a serem utilizados no sistema submarino do Campo de Mexilhão são discutidos a seguir.

Sistema de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos

Todas as linhas que integram o sistema de coleta e escoamento da produção possuem transmissores que permitem o monitoramento e o registro constante de variáveis operacionais estando tais informações centralizadas na sala de controle da plataforma de produção.

Este controle permitirá, em casos de queda ou aumento de pressão a níveis anormais, acionar os sistemas de bloqueio submarinos e de superfície, a partir das válvulas de segurança (SDV), localizadas nos dutos próximos a plataforma,

além das válvulas presentes nas demais estruturas submarinas (ANM's, PLET's e ILT).

Especificamente para os dutos de escoamento da produção, está previsto um sistema de detecção e localização de vazamento, do tipo acústico. A detecção de vazamento será realizada em regime contínuo, por um conjunto de sensores acústicos, e se baseia no monitoramento dos ruídos gerados pela ruptura da parede do duto e transmitidos pelo fluido escoado, e pela sua própria estrutura. O sistema é capaz ainda de compensar os ruídos gerados na operação normal, evitando falsos alarmes e indicar a localização de vazamento com precisão de no máximo 500 metros. O sistema de detecção é ilustrado na Figura II.2.4.2-19.

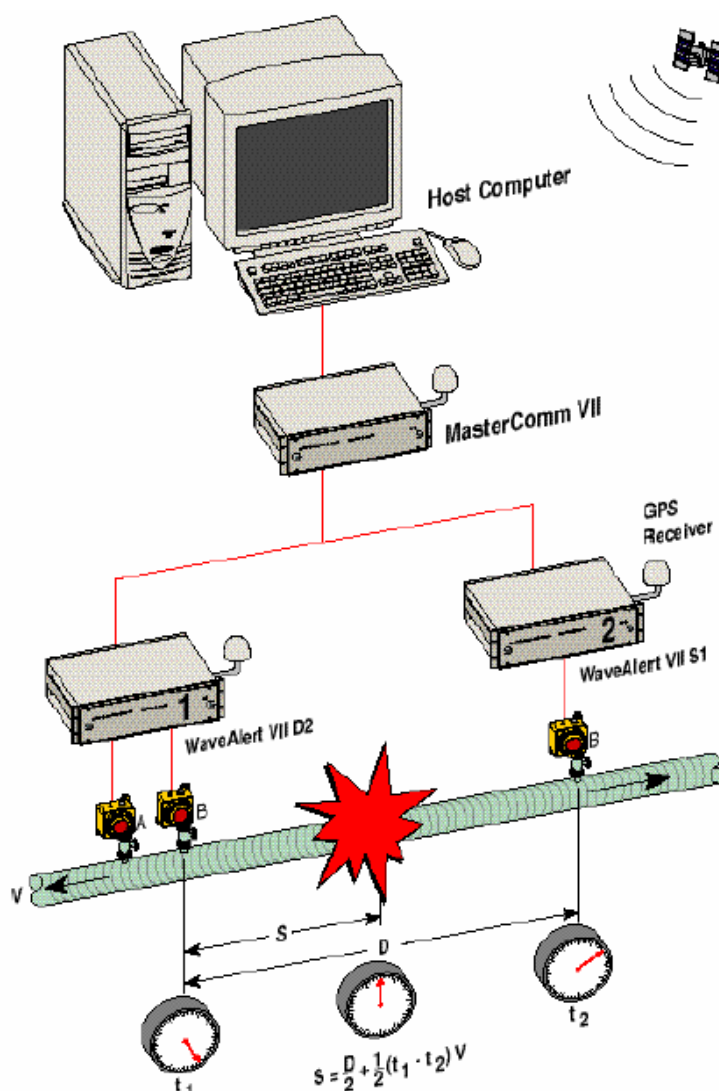


Figura II.2.4.2-19 - Sistema acústico de detecção

O sistema é ainda provido por válvulas de bloqueio de vazamento do tipo SDV, em ambos os dutos, localizadas na praia.

Operações de raspagem interna (pigging de limpeza e inspeção)

As operações de *pigging* fazem parte de uma prática operacional mandatória para a preservação da condição interna de um duto, as quais visam remover acúmulos de depósitos (como parafina e resíduos de corrosão) e de fases líquidas (como condensado acumulado) no interior do duto, além de monitorar as condições das paredes internas do mesmo, quanto à ocorrência de processos corrosivos.

Conforme ilustrado na Figura II.2.4.2-20, as operações de *pigging* são realizadas por ação de objetos denominados raspadores (*pigs*), que deslocam-se no interior dos dutos impulsionados por um fluido pressurizado, entre lançadores e recebedores de *pig* instalados tanto na plataforma quanto na UTGCA.



Figura II.2.4.2-20 - Ilustrações de raspadores e lançador/recebedor de *pig* utilizados em operações de limpeza. Fonte: Petrobras

A inspeção da parede interna do duto é realizada por um *pig* instrumental, o qual é capaz de aferir a extensão e a localização de eventos tais como resíduos de corrosão, mossas, ovalizações e dobras. Estas operações são precedidas por *pigging* de limpeza de modo a preparar a superfície, possibilitando um perfeito

acesso do *pig* de inspeção durante todo o comprimento do duto, além de evitar riscos de aprisionamento pelo acúmulo de resíduos não removidos.

A extensão do duto a ser inspecionada, a taxa de formação de depósitos e as condições operacionais irão influenciar na escolha do tipo de *pig* a ser utilizado e na frequência das operações. A princípio, a frequência das operações de *pigging* de limpeza será de uma por mês no sistema de coleta da produção e de 1 a cada 1,5 dia para o sistema de escoamento (gasoduto de exportação), enquanto que inspeções com o *pig* instrumental serão realizadas a cada 3 ou 5 anos.

a) Medidas contra corrosão

Periodicamente, haverá limpeza do gasoduto (semanal) e monitoramento (3-5 anos) da espessura de parede e pontos de corrosão, em toda a sua extensão, realizado através da passagem de *pigs* espuma ou instrumentado. Na estação da UTGCA, todo o óleo e borra que chegam juntos com o *pig* serão coletados na câmara de recebimentos dos *pigs* e posteriormente acondicionados em sacos plásticos transparentes, devidamente fechados. Os sacos plásticos contendo os resíduos são acondicionados em tambores metálicos com tampa e cintados, de modo a impedir vazamentos, para posterior disposição final.

Os dutos de escoamento da produção, em toda sua extensão, contarão com revestimento anti-corrosivo (polietileno tripla camada 3,0 mm) e as juntas soldadas também terão revestimento anti-corrosivo. Além do revestimento anti-corrosivo, existirá um sistema de proteção catódica por corrente impressa. Neste sistema, os anodos são compostos de uma liga de Al/Zn/In, montados na forma de braçadeira no duto e ligados diretamente à superfície de aço através de solda ou cabo elétrico. Os anodos são instalados com espaçamentos previamente calculados para que haja uma proteção total de todos os dutos.

Como uma proteção a mais contra a corrosão, tanto nas linhas de chegada da PMXL-1 como nos dutos de exportação, serão instalados *cupons* de corrosão e tomadas de 1 1/2" para sistema de aquisição de dados e sonda eletroquímica para monitoração da corrosão. Este procedimento visa monitorar a taxa de corrosão no sistema de dutos, sendo um cuidado adicional aos processos de *pigagem* instrumentada para medição da espessura da parede.

Os dutos no trecho terrestre serão revestidos externamente com polietileno extrudado de tripla camada para proteção anticorrosiva. Para o revestimento das juntas de campo deverá ser utilizada manta termocontrátil, e visando a proteção do revestimento externo poderão ser empregadas folhas de mastique betuminoso em vala aberta no solo rochoso.

b) Inspeções externas

O gasoduto, em seu trecho marítimo, passará também por inspeções externas a cada 5 anos (prática interna recomendada) a fim de detectar possíveis danos. A inspeção visual, feita por veículo de controle remoto ou mergulhadores, tem por objetivo verificar a existência de vãos livres, a condição do revestimento, presença de sucata, corrosão, estado dos anodos, vazamentos e apoios. Será feita também medição de potencial eletroquímico a fim de avaliar o desempenho do sistema de proteção catódica. Serão feitas medições da espessura do duto para detecção de pontos de corrosão no local e ensaios com partículas magnéticas para detecção de danos mecânicos como trincas e amassamentos.

Os trechos terrestres dos dutos serão rotineiramente inspecionados de modo a observar, ao longo de toda a extensão da faixa, áreas adjacentes e acessos, a existência de irregularidades ou não conformidades que possam alterar as condições físicas da faixa, causar esforços mecânicos anormais nas tubulações, colocar em risco as instalações existentes e provocar danos ao meio ambiente.

c) Sinalização

De forma a evitar danos aos dutos decorrentes de ação humana, as faixas e áreas de domínio ao longo do duto no trecho terrestre serão identificadas e sinalizadas com marcos e placas, segundo norma técnica específica (PETROBRAS N-2200).

Os marcos deverão ser instalados aos pares nas laterais da faixa para a demarcação dos limites da faixa de domínio, sendo que os limites máximos de espaçamento deverão ser de 500 metros para áreas rurais e de 100 metros para urbanas (ver esquema ilustrativo na Figura II.2.4.2-21, a seguir). Marcos

quilométricos indicarão a distância a cada quilômetro em um dos lados da faixa de domínio.

Serão instaladas placas para sinalizar cruzamentos, travessias, acessos, área de válvulas e leitos de anodos. Onde julgado aplicável e como atitude preventiva, serão instaladas placas com mensagens proibindo construções, lançamentos de entulhos, etc. A Figura II.2.4.2-22 apresenta uma típica placa de sinalização.

Está prevista ainda uma sinalização subterrânea instalada na vala do duto e composto por fitas de aviso em polietileno.

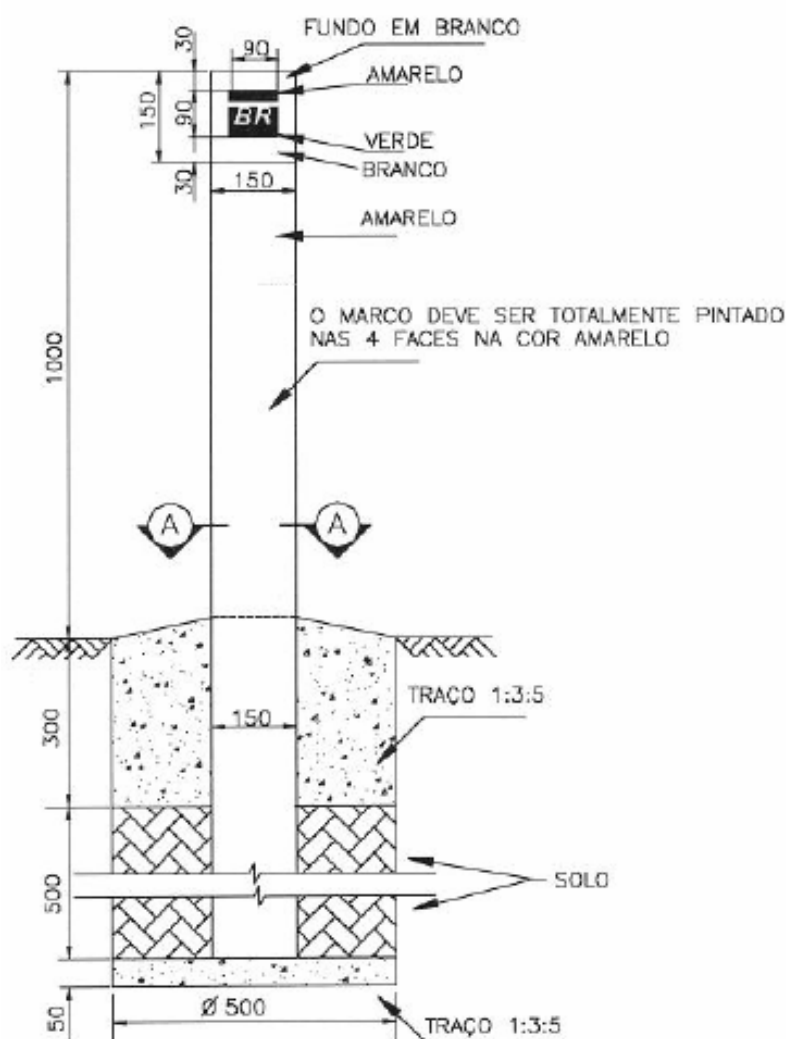


Figura II.2.4.2-21 - Esquema ilustrativo de marco delimitador.

Fonte: PETROBRAS N-2200 (Sinalização de Faixa de Domínio de Duto)



Figura II.2.4.2-22 - Foto de placa de sinalização para faixa de domínio.

d) Garantia de Escoamento

O sistema de injeção contínua de MEG foi elaborado visando evitar a formação de hidratos na linha e conseqüentemente, garantir o escoamento da produção. A injeção de MEG, a jusante do *choke* de produção localizada na ANM, será continuamente monitorada e controlada através de medidores de vazão e *chokes* individuais submarinos para cada poço instalado no *manifold* submarino de produção.

E4 - Características do gás e do condensado a ser escoado

O fluido (gás e condensado) a ser transportado pelo gasoduto de exportação apresentará as seguintes características resumidas nos Quadro II.2.4.2-16.

Quadro II.2.4.2-16 - Características do fluido a ser escoado a partir do Campo de Mexilhão pela PMXL-1.

Propriedades	
Densidade (°API)	48,3
Densidade relativa (a 20/4 °C)	0,7827
Pressão de vapor Reid (kPa)	35,48
Ponto de fluidez (°C) 1C/1C	-7
Viscosidade (mm ² /s) a 20,0 °C a 30,0 °C a 50,0 °C	2,077 1,766 1,363
Resíduo de carbono micro (% m/m)	< 0,1
Fator de caracterização	12,2
Hidrocarbonetos (% m/m) saturados aromáticos resinas + asfaltenos	86 14 < 1,0
Análise elementar (% m/m) carbono hidrogênio nitrogênio	86,1 13,8 < 0,3
Enxofre (% m/m)	0,0096
Enxofre mercaptídico (mg/kg)	2,0
Nitrogênio básico (mg/kg)	3,5
Nitrogênio (mg/kg)	8
Nº de acidez total (mg KOH/g)	< 0,02
Metais (mg/kg) níquel vanádio	< 1 < 5
Cinzas (% m/m)	0,003
Sal (% m/m)	0,0050
Água e sedimentos (% v/v)	< 0,05

Fonte: CENPES/PDP/TPAP - 2005

O condensado estabilizado a ser escoado pelo duto que interligará a UTGCA ao TEBAR apresentará as seguintes características resumidas no Quadro II.2.4.2-17:

Quadro II.2.4.2-17 - Características do condensado C5+

Propriedade	Condensado C ₅ ⁺
Temperatura (°C)	30
Pressão (KPa man)	490
Peso molecular	87,0
Vazão molar (kmol/h)	146
Vazão mássica (kg/h)	1.270
Vazão volumétrica	19,5
Densidade (kg/m ³)	652
Z	-
Viscosidade (mPa.s)	0,28
Pressão de vapor <i>Reid</i> 37,8°C (KPa abs)	73,6

Fonte: Petrobras