

Copyright 2010, ABRACO

Trabalho apresentado durante o INTERCORR 2010, em Fortaleza/CE no mês de maio de 2010.

As informações e opiniões contidas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do(s) autor(es).

Sistema Sintático para Revestimento Anticorrosivo e Isolamento Térmico de Duto Submarino em Marlim Sul

Fabio B. de Azevedo¹, Guilherme E. Haverroth², Bruno R. M. da Cunha³, Rodrigo T. B. de Oliveira⁴

Abstract

The module III of Marlim South Pipelines Project comprises the detailed design, specifications, purchase of materials, construction, installation and pré-commissioning of three subsea pipelines to be installed in Marlim South. The field is located in Campos Basin and the pipelines will be installed in water depths of around 1600 m. The system is composed of one gas pipeline connecting P-56 and P-51 platforms and two oil lines connecting P-56 and P-38 platforms. This paper addresses the coating system to be used on oil and gas pipelines as anticorrosion and insulation for the pipes and for the field joints. Conventional three layers anticorrosion system is used as anticorrosion system for the gas and oil pipelines. Syntactic Polypropylene is used as insulation for the oil pipelines and the injection moulding polypropylene and polyethylene systems are used for the field joints. All anticorrosion and insulation systems were qualified for the proper operation under the local environmental and operational conditions.

Resumo

O Projeto Executivo denominado Marlim Sul Módulo 3 compreende a execução do projeto detalhado, especificação e compra de materiais, construção, instalação e pré-comissionamento de um sistema de três dutos submarinos a serem instalados no campo de Marlim Sul em profundidades em torno de 1600 m. Este sistema compreende um gasoduto interligando as plataformas de produção P-56 e P-51 e dois oleodutos interligando as plataformas de produção P-56 e P-38.

Este trabalho tem como objetivo apresentar um processo inovador para aplicação de revestimento anticorrosivo e isolamento térmico em dutos e juntas de campo. Este processo consiste no uso de material isolante térmico do tipo polipropileno sintático que foi obtido pela adição de microesferas de vidro ao polipropileno com o objetivo de melhorar a performance térmica do material isolante. Para o revestimento da junta de campo foi utilizado o sistema de injeção em molde sob pressão. Será detalhada a metodologia utilizada para especificar e qualificar este processo de revestimento anticorrosivo e isolamento térmico.

Palavras-chave: revestimento, isolamento térmico, duto submarino.

¹ Mestre, Engenheiro Mecânico - PETROBRAS

² Engenheiro Mecânico – PETROBRAS

³ Mestre, Engenheiro Mecânico – PETROBRAS

⁴ Engenheiro Produção – PETROBRAS

Introdução

O Projeto Marlim Sul, módulo III, inclui os seguintes dutos submarinos: Gasoduto 10 pol P-53/P-51 (Marlim Sul); Oleoduto 12 pol P-53/P-38 (Marlim Sul/Marlim); Oleoduto 12 pol P-53/P-38 (Marlim Sul/Marlim). O Projeto compreende o detalhamento do projeto dos dutos, a elaboração da especificação técnica e compra dos materiais, a construção dos dutos, a instalação dos dutos no solo marinho e o pré-comissionamento para posterior operação dos sistemas. Todo o sistema de revestimento foi qualificado para resistir às cargas de instalação, ambientais e operacionais durante a vida útil do projeto.

A instalação dos dutos visa atender o escoamento/interligação de gás e óleo dos campos de Marlim Sul e Marlim. Estes dutos serão instalados em lâminas de água que variam entre 1020 m e 1600 m e, neste caso, foi selecionado o método “Reel-Lay” para o lançamento dos dutos. O óleo será bombeado da plataforma P-56 para a plataforma P-38 e daí exportado via navio para terra e o gás será escoado da plataforma P-56 para a plataforma P-51.

Os campos de Marlim Sul e Marlim estão situados na Bacia de Campos, Rio de Janeiro, a aproximadamente 100 km da costa.

Histórico

Há muito tempo a humanidade se defronta com a necessidade de proteger suas estruturas, equipamentos e dutos, contra a corrosão e também contra o frio ou o calor. Desde o início da indústria do petróleo, o problema de se produzir e transportar óleo de alto grau API tem consumido horas de engenharia no sentido de se desenvolver sistemas de isolamento térmicos cada vez mais eficientes.

Com a evolução da indústria do petróleo no sentido da exploração e produção “offshore” e, cada vez mais, na direção de águas profundas e ultraprofundas, surge a necessidade de se desenvolver materiais e sistemas de isolamento com baixa condutividade térmica e grande resistência mecânica. Este é um desafio da atualidade, pois como é de nosso conhecimento, a densidade dos materiais isolantes influencia diretamente na resistência mecânica e a condutividade térmica dos mesmos. Ou seja, quanto mais denso o material, maior será a sua resistência mecânica e conseqüentemente maior será sua condutividade térmica.

Sistemas anticorrosivos são aplicados diretamente sobre a superfície metálica do tubo e devem apresentar características excelentes de proteção anticorrosiva e ter perfeita compatibilidade com o isolamento térmico a ser utilizado. Atualmente vem sendo utilizado como anticorrosivo o material “Fusion Bonded Epoxy” (FBE), que associado ao polietileno ou polipropileno compõe o sistema conhecido como “three layer” (3LPE ou 3LPP) para dutos submarinos.

Isolamentos térmicos são aplicados diretamente sobre o anticorrosivo. Atualmente encontra-se em uso o polipropileno e o poliuretano em suas versões sólidas, sintáticas e espumas. Os materiais sintáticos incluem em sua estrutura básica (PP ou PU) uma dispersão de microesferas ocas de vidro.

Fundamentos Teóricos e Definições

Definição de termos utilizados nos sistemas propostos.

Lâmina de Água (LDA)- Distância entre a superfície do mar e o solo marinho.

“Fusion Bonded Epoxy” (FBE)- Material epoxy utilizado como anticorrosivo para dutos submarinos.

“Overall Heat Transfer Coeficient” (OHTC) Medida da transferência global de calor de um sistema térmico composto por diversas camadas.

Condutividade térmica (k)- Propriedade dos materiais de isolamento térmico.

Resistência à compressão- Característica importante dos materiais anticorrosivos e isolantes térmicos utilizados nos dutos que operam em águas profundas e ultraprofundas devido à pressão hidrostática.

Densidade- Característica que influencia diretamente a resistência mecânica e condutividade térmica.

Estabilidade térmica- Os materiais de revestimento devem manter suas características dentro dos limites de temperatura especificados.

Resistência à água e à temperatura elevada- Característica que confere ao sistema de isolamento térmico, resistência a degradação provocada pela absorção de água.

Aderência- A preparação do substrato, o método de aplicação e as características dos materiais devem garantir a aderência dos sistemas anticorrosivo e de isolamento térmico.

Resistência mecânica- Característica que confere ao sistema sua capacidade de resistir às diversas solicitações mecânicas durante a construção, transporte, instalação e operação durante a vida útil do duto.

Sistema de Dutos e Revestimento Anticorrosivo e Térmico

Dutos do projeto Marlim Sul módulo III.

Tabela 1: Características dos Dutos			
	Extensão	Extremidade 1 e LDA	Extremidade 2 e LDA

Gasoduto 10 pol P-56/P-51	8,649 km	PLET junto a P-56 em LDA de 1510 m	PLEM junto a P-51 em LDA de 1280 m
Oleoduto 12 pol P-56/ P-38	12,963 km	PLET junto a P-56 em LDA de 1530 m	PLET junto a P-38 em LDA de 1030 m
Oleoduto 12 pol P-56/P-38	12,901 km	PLET junto a P-56 em LDA de 1530 m	PLET junto a P-38 em LDA de 1030 m

O sistema de revestimento anticorrosivo dos tubos do gasoduto (3LPE) é composto por uma camada de FBE na espessura de 150 μm , a qual está sobreposta uma camada de adesivo de 200 μm e ainda, sobre esta última, uma camada de polietileno de alta densidade na espessura de 3,2 mm. Este sistema de revestimento para proteção anticorrosiva é denominado de polietileno aplicado em 3 camadas.

O sistema de revestimento anticorrosivo dos tubos dos oleodutos (3LPP) é composto basicamente por uma camada de FBE na espessura de 150 μm , a qual está sobreposta uma camada de adesivo de 200 μm e ainda, sobre esta última, uma camada de polipropileno sólido virgem (sem aditivos) de 5 mm. Este sistema de revestimento para proteção anticorrosiva é denominado de polipropileno aplicado em 3 camadas. O sistema virgem foi utilizado já que o isolamento térmico lhe foi sobreposto.

Os oleodutos recebem o isolamento térmico sobre o sistema anticorrosivo. O sistema de isolamento térmico dos oleodutos é composto de uma camada de 70 mm de polipropileno sintático aplicado em sucessivas camadas com espessuras em torno de 9 mm. Sobre o polipropileno sintático foi ainda aplicado uma camada de 5 mm de polipropileno sólido com aditivo para resistência aos raios ultravioletas (UV). A Figura 1 ilustra, à esquerda, o revestimento anticorrosivo/térmico dos oleodutos, com o sistema 3LPP junto ao tubo, a camada de PP sintático de 70 mm e externamente a camada de polipropileno sólido estabilizado, a direita aparece o revestimento anticorrosivo do tipo 3LPE do gasoduto. Segue a Tabela 2 com a característica dos revestimentos anticorrosivos e térmicos dos dutos.



Figura 1 – Revestimento anticorrosivo e térmico dos oleodutos e anticorrosivo do gasoduto

O sistema sintático de isolamento térmico desenvolvido para aplicação no projeto dos oleodutos de Marlim Sul foi obtido pela adição de microesferas de vidros ao polipropileno sólido/virgem. As microesferas foram adicionadas durante o processo de extrusão do

polipropileno para aplicação ao tubo, em proporção de aproximadamente 25% em peso, e de forma a minimizar a quebra das mesmas. O polipropileno sintático obtido dessa forma teve as seguintes características: densidade em torno de 700 kg/m^3 , tensão de ruptura em torno de 6,0 MPa, tensão de compressão em torno de 20,0 MPa e condutividade térmica em torno de $0,170 \text{ W/m.K}$. Neste projeto foram empregadas microesferas de alta resistência (6000 psi) objetivando minimizar quebras e melhorar o desempenho térmico do revestimento. O PP sintático tem a espessura de 70 mm sendo a espessura total do revestimento de 80 mm, incluindo a camada externa de 5 mm e o anticorrosivo. Cabe acrescentar que a espessura total de todo o sistema de revestimento é considerada quando se avalia o valor da troca térmica total do duto (OHTC).

Tabela 2: Característica do Revestimento dos Dutos			
	Anticorrosivo do Tubo	Isolamento Térmico do Tubo	Junta Campo do Duto
Gasoduto 10 pol P-56/P-51	3 camadas em PE	Não	FBE, adesivo, PE injetado (anticorrosivo)
Oleoduto 12 pol P-56/P-38	3 camadas em PP	PP Sintático de 70 mm	FBE, adesivo, PP injetado (anticorrosivo e térmico)
Oleoduto 12 pol P-56/P-38	3 camadas em PP	PP sintático de 70 mm	FBE, adesivo, PP injetado (anticorrosivo e térmico)

Propriedades do isolamento térmico dos oleodutos de forma a cumprir com as necessidades operacionais do sistema e com as condições de instalação dos dutos.

- Valor de OHTC relativamente baixo em torno de $3,2 \text{ W/m}^2\text{K}$ referido ao diâmetro interno;
- Condutividade térmica (k) do polipropileno sólido de $0,22 \text{ W/mK}$;
- Condutividade térmica (k) do polipropileno sintático de $0,170 \text{ W/mK}$;
- Adequabilidade à temperatura de operação dos dutos de até $90 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Adequabilidade a operação na água do mar com temperaturas de $4 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Boa resistência à pressão hidrostática correspondente a 1600m de lâmina d'água;
- Boas propriedades mecânicas do material capazes de resistir aos esforços impostos pelo lançamento dos dutos pelo método "Reel-Lay";
- Processo fabril de aplicação com qualidade adequada para os diâmetros especificados;
- Custo compatível.

Revestimento Anticorrosivo e Térmico das Juntas de Campo

A junta de campo de um duto submarino requer especial cuidado tanto na especificação dos materiais como na aplicação da junta, pois poderá vir a representar um importante ponto frágil do sistema de revestimento. Objetivando acompanhar o estado da arte no desenvolvimento de revestimentos anticorrosivos e térmicos para dutos submarinos e de forma a garantir a qualidade do sistema desses revestimentos, foi especificado para este projeto, o sistema de revestimento de junta de campo por injeção sob pressão conhecido por "injection moulding".

Este sistema consiste na injeção sob pressão, diretamente na junta de campo dos materiais polietileno ou polipropileno (IMPE ou IMPP), conforme o caso, visando dessa forma manter as características e propriedades do revestimento original dos tubos. A grande vantagem desse sistema de revestimento está na perfeita compatibilidade entre o material de revestimento da junta de campo e o material de revestimento dos tubos, uma vez que estes são praticamente idênticos. Dessa forma podemos evitar as chamadas “emendas” entre materiais dissimilares e suas conseqüências operacionais.

Para o revestimento anticorrosivo das juntas de campo do gasoduto foi especificada a seguinte composição de materiais:

- Aplicação de camada de FBE na espessura de 250 μm ;
- Aplicação de camada de adesivo na espessura de 300 μm ;
- Aplicação de PE, em molde sob pressão, na espessura correspondente ao revestimento do tubo, com sobreposição de 5 mm.

Para o revestimento anticorrosivo e térmico das juntas de campo dos oleodutos foi especificada a seguinte composição de materiais:

- Aplicação de FBE na espessura de 250 μm ;
- Aplicação de adesivo na espessura de 300 μm ;
- Aplicação de PP sólido, em molde sob pressão, na espessura correspondente ao revestimento anticorrosivo e térmico do tubo, com sobreposição de 5 mm.

Propriedades do isolamento térmico das juntas dos oleodutos de forma a cumprir com as necessidades operacionais do sistema e com as condições de instalação dos dutos.

- Condutividade térmica (k) do polipropileno sólido da junta de campo de 0,22 W/mK;
- Adequabilidade à temperatura de operação dos dutos de até 90°C;
- Adequabilidade a operação na água do mar com temperaturas de 4°C;
- Boa resistência à pressão hidrostática correspondente a 1600m de lâmina d'água;
- Boas propriedades mecânicas do material capazes de resistir aos esforços impostos pelo enrolamento e pelo lançamento dos dutos pelo método “Reel-Lay”;
- Processo fabril de aplicação com qualidade adequada para utilização no campo nos diâmetros especificados;
- Custo compatível.

Abaixo, a Figura 2 ilustra, à esquerda uma junta de campo aplicada por IMPE e à direita uma junta de campo aplicada por IMPP.



Figura 2 – Junta aplicada por IMPE e junta aplicada por IMPP.

Qualificação dos Sistemas de Revestimentos

Objetivando garantir a qualidade do revestimento aplicado nos dutos e nas juntas de campo, para as condições operacionais ao longo da vida útil do projeto e de instalação, todo o sistema de revestimento foi submetido a testes de qualificação antes da sua efetiva aplicação nos dutos. Esta é uma prática usual da Petrobras que objetiva obter produtos de qualidade comprovada em seus dutos submarinos. Neste projeto existem dois sistemas de revestimento que utilizam materiais distintos, o sistema anticorrosivo com utilização de PE para o gasoduto e sistema anticorrosivo e térmico com utilização de PP para os oleodutos. Desta forma a qualificação foi desenvolvida independentemente para os dois sistemas.

Antes de se definir os sistemas de revestimento a serem aplicados foi desenvolvido estudo para se verificar a real pertinência e a aplicabilidade dos sistemas propostos ao projeto Marlim Sul. Assim foram desenvolvidos estudos do sistema de aplicação e da adequabilidade dos materiais propostos às necessidades de Marlim Sul. Foram ainda levantados os históricos e as aplicações desses sistemas em projetos similares no mundo.

A qualificação das matérias primas a serem utilizadas em um projeto deve acontecer preferencialmente, antes do início do contrato de aplicação, construção dos dutos e instalação, visando a otimização do cronograma do projeto e a minimizar os riscos inerentes a possíveis insucessos devido a novos materiais. Assim sendo deve-se, sempre que possível, priorizar o uso dos materiais já qualificados na Petrobras. Estes materiais se encontram cadastrados em banco de dados de revestimento existente na Petrobras.

Uma vez definidos os sistemas de revestimentos e os materiais a serem utilizados iniciou-se a fase de qualificação para Marlim Sul.

Primeira fase da qualificação. Nesta etapa foi desenvolvida a seguinte documentação: especificações técnicas para o revestimento anticorrosivo de PE dos tubos e das juntas de campo; especificações técnicas para o revestimento anticorrosivo e térmico de PP dos tubos e das juntas de campo; procedimentos de aplicação para os revestimentos dos tubos e juntas de campo de PE e PP; e planos de inspeção e testes (ITPs) para os revestimentos dos tubos e juntas de campo de PE e PP. Todos os documentos foram analisados e discutidos extensivamente e uma vez acordados entre as partes, foi iniciada a fase de execução de testes de qualificação.

Segunda fase da qualificação. Nesta etapa foram realizados os testes dos sistemas de revestimento que serão aplicados nos tubos e juntas de campo conforme definidos nas especificações técnicas. No projeto Marlim Sul foram testados os seguintes sistemas: revestimento anticorrosivo em três camadas de PE e sistema de revestimento do tipo “injection moulding” em PE (IMPE) para as juntas de campo do gasoduto; revestimento anticorrosivo em três camadas de PP, sistema de isolamento térmico em polipropileno sintático, e sistema de revestimento do tipo “injection moulding” em PP (IMPP) para as juntas de campo dos oleodutos.

Nesta fase foram executados os testes de qualificação típicos, aplicáveis a todos os sistemas anticorrosivos e térmicos listados acima, tais como:

Verificação da qualidade das matérias primas compradas.

Verificação dos certificados e validade de cada produto fornecido e execução dos testes de conformidade de acordo com o Plano de Inspeção e Testes (ITP) aplicável. Foram verificadas e controladas as condições de armazenagem e estoque para cada produto que foi utilizado no revestimento.

Verificação da qualidade das microesferas utilizadas como matéria prima.

Verificação dos certificados e validade do produto e execução de diversos testes de controle e qualificação tais como: densidade real, “nitrogen isostatic crush strength at 5500 psi”, tamanho máximo da partícula, alcalinidade, conteúdos voláteis, estabilidade térmica, etc... Critério de aceitação conforme “data sheet” do fabricante.

Verificação da presença de contaminantes nos tubos e abrasivos.

Testes foram executados para a verificação dos limites aceitáveis de contaminantes nos tubos (cloretos $< 2 \mu\text{g}/\text{cm}^2$) e nos abrasivos a serem utilizados (óleo e impurezas).

Verificação das condições ambientais.

Monitoração contínua das condições de umidade do ambiente e da temperatura do tubo antes e durante o processo de aplicação dos revestimentos.

Verificação de condições do tubo e da junta de campo após jato abrasivo.

Testes foram executados visando garantir a rugosidade especificada para o aço utilizando o sistema “Press-o-Film” ou medidor de rugosidade eletrônico ($60 \mu\text{m} < \text{Rz} < 100 \mu\text{m}$). Foram controlados o padrão para a limpeza do tubo e junta de campo (Sa 2,5) e a limpeza do aço após jato em no máximo “rating 3”.

Verificação da limpeza do tubo ou do revestimento aplicado (junta de campo).

Verificação do grau de limpeza, se conforme especificado, e presença de contaminantes no tubo ou na região da junta de campo conforme o caso. O revestimento já aplicado não poderá estar degradado, sujo, ou apresentar material já exposto a UV.

Verificação da espessura do FBE e do adesivo aplicado.

Testes são executados visando controlar da espessura do FBE e do adesivo aplicado no tubo ou na junta de campo conforme o caso. Ver seção acima com as espessuras definidas.

Verificação da aderência do FBE aplicado.

Para verificar a aderência do FBE ao aço foi executado o teste de “pull-off”. O critério de aceitação para a força resistente por unidade de área foi de 17,2 MPa.

Verificação do grau de cura do FBE aplicado.

Para verificar do grau de cura e a qualidade do FBE após aplicação ao tubo ou a junta de campo, foi executado o teste “differential scanning calorimetry” (DSC) em película de FBE retirada do tubo ou da junta de campo. Critério de aceitação conforme “data sheet” do fabricante.

Verificação da espessura do revestimento e/ou sobreposição do PP ou PE na junta de campo.

Controle e registro da espessura total do revestimento anticorrosivo ($> 3,2\text{mm}$) e/ou térmico (80mm para Marlim Sul) aplicado no tubo ou na junta de campo. No caso de junta de campo a espessura foi de +/- 5mm superior a espessura do revestimento original do tubo. A extensão

da sobreposição do PP ou do PE da junta de campo sobre o revestimento original do tubo foi de 100mm.

Verificação da aderência do revestimento aplicado no tubo e na junta de campo.

Para o controle da aderência do revestimento aplicado sobre o tubo ou sobre a junta de campo foram executados testes de arrancamento do revestimento a 23°C e a 90°C.

Verificação da dureza do PP ou do PE após aplicação ao tubo e/ou a junta de campo.

Controle da qualidade do PP ou do PE, logo após a sua aplicação, foi executado pela medida da dureza. O valor da dureza deve ser superior a 50 Shore D a 23°C para o PE.

Verificação da resistência ao impacto do revestimento aplicado.

Controle da qualidade do PP ou do PE pela realização de testes de impacto no revestimento aplicado no tubo ou na junta de campo. Testes realizados a temperaturas de 0°C e 23°C. Nenhuma falha pode ocorrer considerando uma energia de 7Joules/mm de espessura do revestimento.

Verificação da resistência à ruptura e “elongation” do revestimento aplicado.

Controle da qualidade do revestimento pela execução de testes de resistência à ruptura e “elongation” do PP e do PE aplicados ao tubo e/ou a junta de campo a 23°C. A ruptura do PP deve ser superior a 20 MPa e a do PE deve ser superior a 17 MPa. O “elongation” mínimo do PP deve ser superior a 300% e a do PE deve ser superior a 400%.

Verificação do descolamento catódico do revestimento aplicado.

Controle da qualidade do revestimento aplicado ao tubo e as juntas de campo, pela execução de testes de descolamento catódico para verificação da capacidade do revestimento resistir a corrosão. Testes foram realizados durante 48 horas a 65°C e durante 28 dias a 23°C e 90°C. O valor obtido de descolamento deve ser inferior a 7 mm para 23°C, 5mm para 65°C e 15 mm para 90°C. A Figura 3 apresenta amostras após o teste de descolamento catódico.

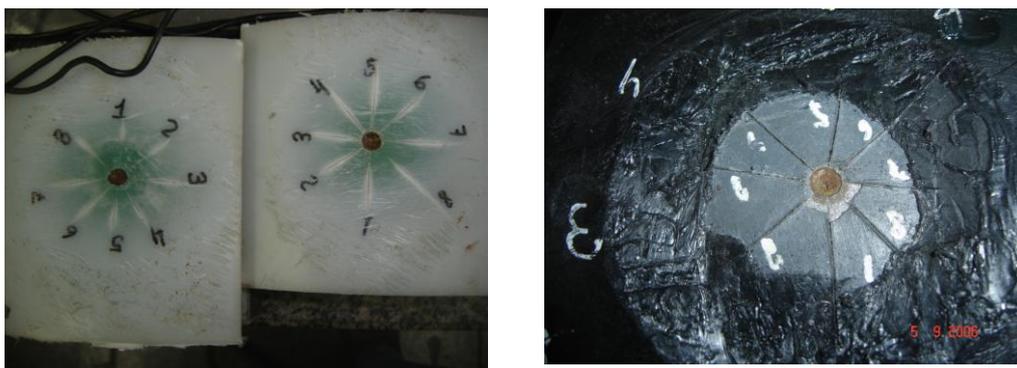


Figura 3 – Teste de descolamento catódico aplicado ao 3LPP e 3LPE e a junta de campo

Verificação da capacidade de dobramento do revestimento a baixa temperatura.

Controle da capacidade de dobramento do revestimento a baixa temperatura foi executado em testes com amostras cortadas do tubo e/ou da junta de campo. Estas amostras foram condicionadas à temperatura de 0°C e foram dobradas contra guia que impõe ângulo de 2,5 graus. O critério de aceitação indica que não poderão ocorrer trincas no FBE ou falhas no revestimento aplicado de PP ou PE.

Verificação do envelhecimento do PP.

O material PP após aplicação ao tubo foi submetido a envelhecimento em 140°C durante 7 dias e depois foi submetido ao teste “melt flow index” objetivando verificar a integridade das cadeias moleculares do PP envelhecido. A tolerância na variação desse índice foi de +/- 25%.

Terceira fase da qualificação. Nesta etapa são realizados os testes funcionais aplicáveis aos sistemas de revestimento que serão utilizados no projeto Marlim Sul e conforme definidos nas especificações técnicas. No projeto Marlim Sul foram executados diversos testes funcionais de forma a garantir a adequabilidade do revestimento dos tubos e das juntas de campo para serem instalados pelo método “Reel” e a suportarem as condições operacionais de 90°C na profundidade de 1550 m. A seguir breve descrição dos testes realizados.

Verificação da capacidade de dobramento do revestimento do tubo e da junta de campo.

Este teste visa simular as condições reais a que o revestimento do tubo e da junta de campo foi submetido durante a fase de enrolamento no tambor do barco instalador e posterior retificação. Neste projeto o método “Reel” foi selecionado para instalar os dutos em Marlim Sul. Foram executados quatro ciclos completos de dobramento e retificação das amostras, em escala real, de tubos revestidos e de tubos revestidos contendo juntas de campo. Neste teste o revestimento não pode apresentar descolamentos, enrugamentos e/ou trincas/fissuras após o teste e após inspeção visual das seções cortadas do revestimento. Ainda, nesta mesma amostra foram executados testes de aderência, “hot water soak” e descolamento catódico considerando-se os mesmos critérios de aceitação do tubo não dobrado. A Figura 4 ilustra o “apparatus” utilizado para o teste de dobramento.



Figura 4 – Teste de dobramento em escala real do tubo e da junta de campo

Verificação da capacidade de carga axial (“shear test”) do revestimento.

Este teste visa simular as condições reais a que o revestimento do tubo e da junta de campo será submetido durante a fase de lançamento do duto pelo barco instalador. Durante a instalação tração é aplicada sobre o revestimento do tubo como forma de manter a geometria da catenária do duto dentro das condições de projeto. A tração é aplicada pela “tension machine” (equipamento capaz de aplicar tração aos dutos durante o lançamento), via suportes de borracha “pads”, do barco instalador diretamente sobre o revestimento dos tubos, e é este revestimento que transmite os esforços para todo o duto durante a fase de lançamento. De forma a simular estes esforços, uma amostra do tubo revestido em escala real, foi submetido ao “shear test” visando simular os esforços cizalhantes reais a que o revestimento será submetido durante a instalação. Neste teste o revestimento do tubo ou da junta de campo não

pode sofrer deslizamentos, enrugamentos ou trincas/fissuras. Ainda, nesta mesma amostra foram executados testes de densidade e condutividade térmica considerando-se os mesmos critérios de aceitação do tubo original.

Verificação do “overall heat transfer coefficient” (OHTC) e “cool down” do duto.

Este teste visa simular as condições reais a que o duto está submetido durante a operação, e nestas condições, medir o coeficiente global de troca térmica do duto (OHTC) e o tempo de resfriamento “cool down”. O teste foi aplicado a um tubo do oleoduto (escala real) revestido com polipropileno sintático após esta amostra ter sido submetida ao teste de dobramento e retificação. A verificação do valor do OHTC do duto tem importância fundamental, pois vem a confirmar a real capacidade do isolamento de garantir as condições de escoamento do óleo de Marlim Sul. O teste foi realizado em câmara hiperbárica na pressão de 155 bar e temperatura de 90°C e teve duração de 30 dias. O critério de aceitação para este teste é a confirmação do valor da condutividade térmica de 0,170 W/mK para o polipropileno sintático. O teste de “cooldown” visa obter o tempo necessário para, nas condições operacionais do oleoduto, o óleo atingir a temperatura de 4°C quando o escoamento é interrompido. Até o momento da conclusão desse “paper” os resultados dos testes não estavam disponíveis. A Figura 5 apresenta o esquema do “apparatus” utilizado para o teste.

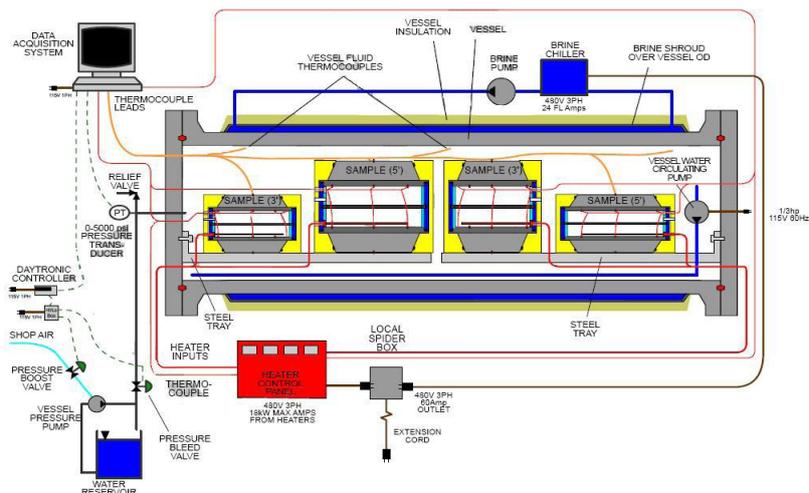


Figura 5 – Teste OHTC e “cool down” em amostra de tubo revestido

Verificação da capacidade do revestimento e junta de campo suportar cargas dinâmicas causando fadiga.

Este teste visa simular as condições reais de cargas dinâmicas a que o duto está submetido durante a operação, quando instalado em uma plataforma flutuante na condição de riser em catenária livre. O teste foi aplicado a um tubo do oleoduto (escala real) revestido de polipropileno sintático e contendo uma junta de campo. O “apparatus” de teste aplica ao tubo força lateral causando no tubo, momento fletor constante entre dois apoios, e nesta posição foi imposta ao tubo rotação de 1 milhão de ciclos. Periodicamente a cada 100 mil ciclos o teste foi interrompido para inspeção do revestimento. O revestimento e a junta de campo não podem apresentar descolamentos, enrugamentos ou fissuras. Ao final do teste o tubo e a junta de campo foram cortados para inspeção. Até o momento da conclusão desse “paper” os resultados dos testes não estavam disponíveis.

Verificação da capacidade do revestimento suportar grandes cargas de impacto.

Este teste visa simular em condições reais o efeito de cargas de impacto a que o duto eventualmente, poderá estar submetido durante a operação. O teste foi aplicado a um tubo do oleoduto (escala real) revestido de polipropileno sintático e a um tubo do gasoduto revestido com 3,2 mm de polietileno. O teste segue a normalização da DNV [3] tendo sido selecionado para o teste a cabeça de impacto com 50 mm. A energia potencial da cabeça de impacto é liberada e transmitida ao tubo via energia cinética. O tubo revestido com 80 mm de PP suportou, sem apresentar danos ao revestimento, impactos com energia de até 1400 Joules, tendo dessa forma excedido as expectativas do teste. Os resultados do teste para o tubo revestido com PE não estavam disponíveis no momento do fechamento do “paper”, porém a expectativa é que resistisse a energia de 600 Joules.

Verificação da capacidade do revestimento suportar cargas localizadas (“ramp roller test”).

Este teste visa simular em condições reais o efeito de cargas localizadas a que o duto estará submetido durante a instalação, principalmente quando instalado pelo método “S-Lay”. Estas cargas localizadas são decorrentes da interação duto/roletes da embarcação durante a instalação. O teste foi aplicado a um tubo do oleoduto (escala real) revestido de polipropileno sintático. O equipamento desenvolvido para a execução desse teste impõe carga localizada de flexão ao duto via rolete. A carga localizada aplicada atingiu 60 toneladas. Após o teste foram retiradas amostras do PP sintático e verificadas as propriedades: condutividade térmica e densidade considerando-se os mesmos critérios de aceitação do tubo original. Os resultados do teste não estavam disponíveis no momento do fechamento do “paper”.

Verificação da absorção de água do PP sintático.

Este teste visa simular em condições reais a absorção de água do polipropileno sintático. Para o teste foram utilizadas amostras de PP sintático removidas dos tubos revestidos. O duto em condições operacionais poderá, eventualmente, vir a sofrer danos em sua capa externa de 5 mm de PP sólido e nesta situação o PP sintático estará sujeito a absorver água. As amostras de polipropileno sintático foram imersas em água e expostas, em câmara hiperbárica, a pressão de 155 bar e a temperatura de 90°C durante 28 dias. Ao final do teste as amostras apresentaram absorção de água inferior a 1% em peso, resultado que atendeu ao critério de aceitação de 3%. A Figura 6 ilustra o equipamento desenvolvido para a execução desse teste.



Figura 6 – Teste de absorção de água para amostras de PP sintático retiradas de tubo revestido

Verificação do efeito de “Creep” do isolamento térmico de PP sintático.

Este teste visa simular em condições reais o efeito de “creep” a que o tubo revestido de PP sintático estará sujeito durante a vida útil de projeto. Para o teste foram utilizadas amostras de PP sintático, com diâmetro aproximado de 32 mm, removidas na direção radial do tubo. As amostras de polipropileno sintático foram posicionadas dentro da câmara de “creep” e submetidas à pressão de 155 bar e a temperatura de 90°C durante 28 dias. O critério de aceitação para este teste indica nível máximo de “creep” de 5%. Os resultados do teste não estavam disponíveis no momento do fechamento do “paper”.

Conclusões

Os resultados dos testes de qualificação a que os revestimentos aplicados aos tubos e juntas de campo foram submetidos, mostraram a adequabilidade dos sistemas propostos para o projeto Marlim Sul.

A especificação e uso do polipropileno sintático como isolamento térmico para os oleodutos P-56/P-38 mostrou-se adequada, pois os testes realizados apresentaram os níveis requeridos de isolamento térmico para o transporte do óleo de Marlim Sul.

A tecnologia para a formulação do PP sintático, com condutividade térmica de 0,170 W/mK, para uso no projeto Marlim Sul, atingiu os objetivos e recomendamos seu uso em novos projetos em águas profundas.

Os inúmeros testes de qualificação realizados para os revestimentos utilizados nos tubos e juntas de campo puderam ser concluídos em compatibilidade com o cronograma e custos exigidos pelo projeto.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Petrobras pela publicação desse trabalho.

A Petrobras agradece o empenho das empresas Bredero Shaw do Brasil e Subsea 7 no desenvolvimento e qualificação dessa nova tecnologia para revestimento de tubos e de juntas de campo para dutos submarinos.

Referências bibliográficas

1. AZEVEDO, F.B., CUNHA, B., ALEXANDE, P. Nova Tecnologia Utilizada para Revestimento Anticorrosivo e Isolamento Térmico de Juntas de Campo em Dutos Submarinos. In: SEGUNDO SEMINÁRIO DE ENGENHARIA SUBMARINA NA PETROBRAS, Novembro 2006.
2. AZEVEDO, F.B., SOLANO, R. Pipe-in-Pipe for Gas Production in Deep Water Offshore Brazil. In: OMAE-2009.
3. DNV RP-F111 – “Interference Between Trawl Gear and Pipelines”. October 2006.