

Referências bibliográficas

- 1 ASSAYAG, M., COELHO, M., **PROCAP-3000**, “*Petrobras Technological Program on Ultra-Deepwater Exploitation Systems*”, *Executive Summary*, Petrobras/Cenpes, Rio de Janeiro, Agosto,2000
- 2 BAILEY, S., “*Marimbá Manifold – Equipment Description*”, Kvaerner, Curitiba, Outubro/2001.
- 3 Baker Jardine & Associates Limited – “Manual do Usuário”, *PIPESIM for Windows* Versão Build 26, London, Copyright 1993-2000
- 4 BARBUTO, F.A.A., CAETANO, E.F., “Simulador Mecanicista para Cálculo de Gradientes e Quedas de Pressão em escoamento Multifásico Vertical ou Fortemente Inclinado (SIMFLUX) e Programa de Análise Estatística de Respostas da Simulação Mecanicista (SIMSTAT)”, Petrobras/Cenpes – Rio de Janeiro, Setembro/1988.
- 5 BARUZZI, J.O.A., CAETANO, E.F., FAGUNDES NETTO, J.R., “*Production Forecast for a Subsea Multiphase Pumping System in the Marlim Field*”, *Society of Petroleum Engineers - SPE*, SPE 71537, New Orleans, Louisiana, Outubro/2001
- 6 BRILL, J.P., MUKHERJEE, H., “*Multiphase Flow in Wells*”, *Monograph Volume 17 SPE Henry L. Doherty Series*, SPE, Richardson-Texas, 1999
- 7 CAETANO, E.F., “*Evaluation of Two-Phase Pressure Gradient Correlations Using the A.G.A. Gas-Liquid Pipeline Data Bank*”, Universidade de Tulsa – Tulsa, Dezembro/1983
- 8 CAETANO, E.F., BRILL, J.P., “Desempenho de Correlações no Cálculo do Gradiente de Pressão para escoamentos Bifásicos em Tubulações de Grande Diâmetro”, 1ª Mesa Redonda de Movimentação de Fluidos em Tubulações, Petrobras/Cenpes – Rio de Janeiro, Novembro/1986.
- 9 CAETANO, E.F., PAGOT, P.R., CAMARGO, M.T.R., Assayag, M.I., “*Subsea Innovative Boosting Technologies on Deep Water Scenarios*”, Offshore Technology Conference, OTC 7902, Houston, Texas, Maio/1995.
- 10 CAETANO, E.F., SILVA, R.M., LOPES, M.A.A., KUCHPIL, C., CAMARGO, R.M.T., CÂNDIDO, S.F., KUJAWSKI, J.E., LIVINGSTON, J.E., FARRUGGIA, D.R., POLLICK, R.D., CAMPEN, C.H., “*SBMS-500 Cooperation*

on a Subsea Multiphase Flow Pumping System”, *Offshore Technology Conference*, OTC 8454, Houston, Texas, Maio/1997.

11 CAMARGO, M.T.R., ALVES, I.N., ASSAYAG, M., ‘*Subsea Innovative Technologies on Deepwater Scenarios*’, *Deep Off-Shore Technology Conference – DOT*, 1995.

12 CAMARGO, M.T.R., ALVES, I.N., PRADO, M.G., ‘*Advances In Artificial Lift And Boosting Systems for Subsea Completion*’, *Offshore Technology Conference*, OTC 8475, Houston, Texas, Maio/1997.

13 DAL PORTO, D.F., LARSON, L.A., ‘*Multiphase Pump Field Trials Demonstrate Pratical Applications For The Technology*’, *Society of Petroleum Engineers - SPE*, SPE 36590, Denver, Colorado, Outubro/1996.

14 FAINSTEIN, R., SLOAN, J.G., CHRIETIE, P., ‘*A Ocorrência de Petróleo na Costa Brasileira*’ – *Searching For Oil and Gás in The Land of Giants* – Novembro/1998.

15 HERDEIRO, M.A.N., *Instalação de Sistemas Submarino de Produção em Áreas Remotas – Tese de Mestrado*, UFRJ, Novembro/1997

16 IEA (*International Energy Agency*), OECD (*Organizsation for Economic Co-Operation and Development*), *World Energy Outlook – Riyadh* , 2000.

17 JAHNSEN, O.F., YARDLEY, J., HIGH, G., ‘*The Kvaerner Multiphase Pump System for Deepwater Applications*’, *Deep Offshore Technology – DOT*, 2000

18 KUJAWSKI, J.M., AND CAETANO, E.F., ‘*Demonstration of a Subsea Multiphase Flow Pumping System*’, *European Congress on Fluid Machinery for the Oil, Petrochemical, and Related Industries* – ICD 2353999, Netherlands, Abril/1999.

19 MACINTYRE, A.J., ‘*Bombas e Instalações de Bombeamento*’, Ed. Guanabara Dois, ISBN 85-7030-003-4, Rio de Janeiro, 1982.(este é um livro, assim deve ter uma forma distinta de registro)

20 MENDONÇA, J.E.S., MATTOS, C.H.S., RITTERSHAUSSEN, J.H., ‘*The First Deepwater Installation of a Subsea ESP, RJS-477A, Campos Basin, Brazil*’, *Offshore Technology Conference*, OTC 10969, Houston, Texas, Maio/1999

21 Oil & Gas Journal, ‘*Multiphase Booster ups Production from Subsea Well*’, *Offshore Petroleum Operations*, OGI Special, Maio/1995

- 22 PIZARRO, J.S., “Engenharia de Reservatório I”, Pontifícia da Universidade Católica do Rio de Janeiro , PUC-Rio, Rio de Janeiro, 1999
- 23 STINESSEN, K.O., “*Kvaerner Subsea Multiphase Module*”, *General Description*, Tranby, Norway, Janeiro/2001
- 24 VANGEN, G., “*Gulfaks Multiphase Booster Pump Project*”, *Multiphase Transportation III*, Norwegian Petroleum Society, Raoros, Norway, Setembro, 1992.
- 25 VICTOR, MÁRIO, “A batalha do Petróleo Brasileiro” – Editora Civilização Brasileira, 1993.
- 26 WIENCKE, M., “*Field Proven and Ultra-Deep – Norway’s DEMO 2000*”, *Deep Off-Shore Technology Conference* – DOT, Rio de Janeiro, 2001

Bibliografia

- 1 AGGRADI, G.F., MEZZEDINI, V., “*Offshore Submerged Multiphase Pumping Equipment*”, *Research and Development – Nuovo Pignone, Quaderni Pignone* 52, 1985.
- 2 ARNAUDEAU, M., BRATU, C., “*Transport of Unprocessed Oil & Gas Multiphase Pump*”, *Multiphase Pumping Technology*, Cranfield, UK, Junho/1988
- 3 BERAN, W.T., “*On the Threshold: Subsea Multiphase Pumping*”, Society of Petroleum Engineers - SPE, SPE 28517, New Orleans, Setembro/1994..
- 4 BRATU, C., “*Rotodynamic Two-Phase Pump Performance*”, *Society of Petroleum Engineers - SPE*, SPE 28516, New Orleans, Setembro/1994.
- 5 BUTLER, B.V., CURTIS, G.A., “*Methodology Helps Analyze Multiphase Pumping Systems*”, *Oil and Gas Journal*, Houston, Texas, Agosto/1999.
- 6 CAMARGO, M.T.R., ALVES, I.N., ASSAYAG, M, “*Innovative Subsea Technologies on Deep Water Scenarios - Impacts and Demands*”, *Deep Water Technologies Conference*, London, England, Fevereiro/1996.
- 7 CHURCHFIELD, C.S., ROELS, H.J.M., “*Shell Multiphase Underwater Booster Station (SMUBS)*”, *Shell International Petroleum Maatschappij and Norske Shell*, Norway, 1986.
- 8 COOPER, P., PRANG, A.J., THAMSEN, P.U., “*A Versatile Multiphase Two-Screw Pump Package for Subsea Deployment*”, *Offshore Technology Conference – OTC*, OTC 8861, Houston, Texas, Maio/1998.
- 9 DOLAN, P.J., “*The Selection and Testing of a Twin Screw Multiphase Pump*”, *Multiphase Pumping Technology*, Cranfield, UK, Junho/1988.
- 10 Framo Engineering AS, “*Framo Subsea Multiphase Booster Pumps and Flow Meters for BP-ETAP Project*”, *Technical Bulletin*, Sandsli - Norway, Setembro/1997.
- 11 GONZALEZ, R., GUEVARA, “*Twin-Screw Multiphase Pump Behavior in Heavy Crude Oil*”, *Society of Petroleum Engineers - SPE*, SPE 36082, Port of Spain, Abril/1996.
- 12 GONZALEZ, R., GUEVARA, M.E., COLMENARES, D.J., “*Use of Multiphase Pumps in Heavy and Extra Heavy Oil Production*”, 6 th Unita et al. *Heavy Crude & Tar Sands*, 1995

- 13 GRANATO, M., BROCCIA, P., RADICIONI, A., RIGHI, F., D'ALOISIO, G., AGGRADI, G.F., “*A Reliable Solutions for Deepwater Multiphase Boosting of High Flowrate Streams*”, 11 th *Deep Offshore Technology* – DOT, 1999.
- 14 LAFAILLE, A., “*Poseidon – Multiphase Pumping Production System, on the Way Towards Industrial Applications*”, Instituto Francês de Petróleo – IFP, 1985.
- 15 LEGGATE, J.S., IBALL, W.N., MCJARROW, S., “*Oil Production Utilizing Pumped Multiphase Systems*”, *Society of Petroleum Engineers - SPE*, SPE 15725, Bahrain, Março/1987.
- 16 LARSEN, H., “*Multiphase Flow Technology and Consequences for Field Development – the WST-Pump, Reciprocating Rotary Ram Pump for Multiphase Boosting*”, *ASEA Oil and Gas, Division of ASEA-ATOM*, Vasteras, Norway, Outubro/1987.
- 17 LANG, A., “*Behaviour of Pumps in Two Phase Flow*”, *Multiphase Pumping Technology*, Cranfield, UK, Junho/1988.
- 18 SALIS, J., MAROLLES, M., CORDNER, M., “*Helico-Axial Multiphase Pump Technology for Enhanced Oilfield Production*”, 14th *BPMA Technical Conference – Using Pumps Better*, Abril/1996.
- 19 TORRES, F.R., CÂNDIDO, S.F., IONEMOTO, E.F., FERREIRA, L.V., “*Projeto de Instalação da Bomba Multifásica em P-22 Campo de Moréia*”, II Seminário de Tecnologia de Produção, Petrobras, Salvador, Novembro/1997

Glossário

Neste apêndice registramos um conjunto de termos técnicos, incluindo aqueles utilizados neste estudo, e suas respectivas descrições. Acreditamos na contribuição de tais termos e suas descrições para a compreensão do leitor que se inicia nos assuntos da indústria de petróleo.

AGA – *American Gas Association*

API – *American Petroleum Institute*

ANP – Agência Nacional do Petróleo – organismo governamental regulador e fiscalizador da exploração, exploração e comercialização de petróleo e seus derivados no país.

ANM - Árvore de Natal Molhada - equipamento submarino que tem como principal função permitir que o escoamento dos fluídos de um poço de petróleo seja enviado sob controle (abertura total ou fechamento total) para uma unidade estacionária de produção (UEP)..

ANM-H - Árvore de Natal Molhada Horizontal - tipo de árvore de natal que permite a retirada da coluna de produção sem a necessidade de remoção da árvore.

Anular - espaço entre as colunas de revestimento e de produção do poço.

BAP – Base Adaptadora de Produção, conjunto que suporta as linhas¹ de escoamento e de controle.

Bending Restrictor - dispositivo que é montado em uma linha flexível e tendo a função de limitar o dobramento da mesma até um determinado e admissível raio de curvatura.

BHP – *Bottom Hole Pressure* – pressão reinante no fundo do poço; quando esse está em fluxo. Tal valor de pressão quando comparado com o valor da Pressão Estática do reservatório determina a pressão diferencial existente (*drawdown*) e o conseqüente afluxo de fluidos para o poço.

BMS – bombeamento multifásico submarino

BOP – *Blow Out Preventor* – equipamento de segurança instalado no fundo do mar nas operações de perfuração, “completação” e intervenção.

Boosting – reforço de energia, estimulação (e.g.; sistemas de bombeamento multifásico).

¹ Na denominação corrente desse componente encontram-se os termos **tubulação**, **duto** ou **linha**. Nesta tese tais denominações são igualmente utilizadas.

BSW – *Basic Sediments and Water* – é uma indicação da contaminação existente no óleo em termos de sedimentos básicos (usualmente areia) e água.

Buckle Arrestors - dispositivos que são montados em uma linha rígida, com o objetivo de evitar a propagação do colapso do duto.

Bundle - conjunto de linhas flexíveis ou rígidas destinadas a um poço ou *manifold*.

Canned – tipo de motor elétrico no qual o estator e rotor ficam hermeticamente selados e assim dispensando tal motor da adoção de qualquer mecanismo outro de segregação dos fluidos que eventualmente possam molhar seu interior.

CAPEX – *Capital Expenditures* - custo com o ativo fixo ou imobilizado.

Check valve (válvula de retenção) – na coluna, serve para impedir o fluxo no sentido descendente; se abre quando é pressurizada de baixo para cima e veda quando pressurizada de cima para baixo.

Choke - válvula de obturação utilizada no controle do escoamento de fluidos.

Choke Line – linha de controle (típicamente hidráulica) da atuação desses dispositivos.

Cluster - agrupamento de poços submarinos, geralmente conectados a um *manifold* através de *jumpers*.

Daisy Chain - configuração em que dois *manifolds* submarinos são ligados um ao outro.

DDCV – *Deep Draft Caisson Vessel*, UEP baseada num vaso vertical flutuante (também conhecido por SPAR) e ancorado ao leito submarino.

DNPM - Departamento Nacional de Pesquisa Mineral

Diverless - denominação de um equipamento submarino instalado sem o auxílio de mergulhadores.

DHSV - Down hole safety valve. Válvula de segurança de sub-superfície – utilizadas em “completação” de poços no mar e instaladas na coluna de produção (roscadas na coluna ou insertáveis, essas instaladas por operação de arame após a descida da coluna) aproximadamente a 30 metros abaixo do fundo do mar (*sea bed*). Tal válvula tem a função de fechar o poço em caso de emergência. Contém uma mola que tende a fechá-la, sendo permanentemente mantida aberta através de pressurização de uma linha de controle hidráulica conectada à superfície. Havendo despressurização dessa linha, a válvula se fecha.

Downcomer - trecho suspenso de uma tubulação submarina que tem como função conduzir os fluidos oriundos da superfície (e.g., de uma UEP) até o leito submarino (e.g., dutos de exportação e linhas de injeção).

Downstream – a jusante. No sentido *latu* se referencia as fases de produção de derivados de petróleo e seu transporte. Tais atividades ocorrem basicamente nas plantas de processo (refinarias), terminais de importação/exportação, bases de distribuição e dutos (polidutos) de interligação. Num sentido *strictu* se aplica ao escoamento de fluidos – identificando o que vem posteriormente (respeitada a direção e sentido) nesse escoamento.

DPTT - *Down Hole Pressure and Temperature Transmitter* - instrumentação de fundo de poço para medição de pressão e temperatura.

Drawdown – diferença entre a pressão estática do reservatório (P_e) e a pressão de fundo de poço em fluxo (BHPf) e que determina o afluxo de fluidos do reservatório para o poço.

Drift – passagem mínima.

Drill Pipe - tubulação utilizada na perfuração de um poço de petróleo.

DSV - *Diving Support Vessel* - embarcação de apoio às operações de mergulho e ROV.

Dual Bore – Dupla Furação – referência aos furos existentes nos componentes dos equipamentos de cabeça de poço e destinados a passagem da coluna de produção e de acesso à região anular (produção-revestimento).

EHDM - módulo de distribuição eletro-hidráulico.

ESP – *Electrical Submersible Pump*, unidade elétrica de bombeamento submerso; trata-se de um equipamento de instalação no interior da coluna de produção dos poços.

EVTE – estudo de viabilidade técnico-econômica.

Exploração – conjunto de atividades, baseada em disciplinas e tecnologias específicas, cujo objetivo maior é o de descobrir a acumulação de petróleo. Atentar que a comprovação ou a própria descoberta somente ocorrem com a perfuração do poço exploratório, a partir daí dito descobridor.

Exploração - conjunto de atividades, baseada em disciplinas e tecnologias específicas, cujo objetivo maior é o de colocar em produção – de forma rentável e segura – a descoberta acumulação de petróleo.

Fail Close – tipo de válvula que frente à ausência do agente de comando assume a posição fechada.

Flying Lead - método de instalação de *jumper* de controle através de ROV.

FPSO - *Floating, Production, Storage and Offloading* - sistema flutuante de produção, armazenamento e alívio baseado em navio.

Funnel Up – estrutura de aço onde um funil direcionador (para acoplamento de outros componentes) é posicionado com sua maior seção voltada para cima.

Funnel Down – estrutura de aço onde um funil direcionador (para acoplamento de outros componentes) é posicionado com sua maior seção voltada para baixo.

FVG – Fração Volumétrica de Gás – fração, em bases volumétricas, entre as quantidades de gás e de líquido mais gás, determinada para qualquer condição termodinâmica *in-situ* de interesse. É usualmente referida em bases percentuais.

Gas-Lift – método de produção baseado numa controlada (profundidade, vazão, intervalo, duração etc.) injeção de gás na coluna de produção.

Gathering – sistema de coleta através de dutos.

Guideline - denominação de um equipamento submarino que é instalado com o auxílio de cabos-guia.

Guidelineless - denominação de um equipamento submarino que é instalado sem o auxílio de cabos-guia.

Header - tubulação principal de coleta de um *manifold*.

Hidratos – cristais de sólidos formados por moléculas de água que aprisionam moléculas de gás – normalmente propano ou butano. A formação de tais cristais é governada por níveis de pressão (altos) e de temperatura (baixos) e após formados tem o potencial de bloquear a tubulação de escoamento dos fluidos.

Hydro-trip – dispositivo utilizado no tamponamento temporário da coluna e podendo ser instalado em qualquer ponto da mesma.

IEA – *International Energy Agency* – Agencia Internacional de Energia, organismo de cunho internacional, aberto à participação de instituições e países, dedicado a estudos na área de energia.

IPR – *Inflow Performance Relationship* – relação reservatório-poço que permite determinar a vazão de afluxo do reservatório para o poço

JIP – *Joint Industry Program* – programa de cooperação industrial no desenvolvimento de uma nova tecnologia, ferramenta e/ou método.

Jumper - conjunto de linhas de fluxo (ou de controle) de interligação entre equipamentos submarinos.

Keel Hauling - método em que um equipamento (ou linha) é transferido por baixo dos flutuadores de uma plataforma semi-submersível ou navio.

Kill Line – linha utilizada para controlar o poço (“matando-o”, se necessário).

LDA – lâmina d’água, distância da superfície do mar até seu leito submarino.

Lay-away – técnica de instalação submarina onde a ANM e suas respectivas linhas (de produção, de anular, de controle etc.) são descidas já conectadas e assim conjuntamente instaladas no leito submarino. Posteriormente, faz-se a conexão dessas linhas, dito *tie-back*, à unidade de superfície (e.g., UEP).

MAC - *Manifold* com Atuação Compartilhada.

Mandril de gas lift – componente da coluna que serve para alojar as válvulas, as quais através de operações à cabo podem ser assentadas e retiradas; essas válvulas propiciam a injeção de gás do espaço anular para o interior da coluna de produção.

Manifold de Injeção - equipamento que têm como principal função distribuir os fluidos de injeção, usualmente água, em um conjunto de poços de injeção. Tal equipamento é usualmente encontrado nos sistemas de produção terrestres, marítimos (plataformas e embarcações) e, nos sistemas submarinos onde fica instalado no leito oceânico.

Manifold de Produção - equipamento que têm como principal função reunir, de forma equilibrada e controlada, a produção de vários poços em apenas uma única tubulação de produção. Tal equipamento é usualmente encontrado nos sistemas de produção terrestres, marítimos (plataformas e embarcações) e, nos sistemas submarinos onde fica instalado no leito oceânico.

Marinização – conjunto de disciplinas científicas, tecnologias e práticas operacionais aplicadas na obtenção de adequação da funcionalidade de componentes e/ou equipamentos no leito submarino.

MCV - Módulo de Conexão Vertical.

Moonpool - passagem existente no convés de uma plataforma, posicionada logo abaixo da torre de perfuração.

MTBF – *Mean Time Between Failures*, Tempo Médio Entre Falhas é um típico parâmetro utilizado no monitoramento da operacionalidade de um equipamento.

Nipples de assentamento – servem para instalar tampões mecânicos, válvulas de retenção ou registradores de pressão. Tais componentes são normalmente instalados na parte inferior da coluna e, podem ser instalados tantos quantos necessários em outros pontos da mesma.

OPEP (OPEC) – organização dos Países exportadores de petróleo.

OPEX – *Operational Expenditures* - custos com a operação do ativo fixo ou imobilizado.

OECD - *Organisation for Economic Co-Operation and Development* – Organização para a Cooperação Econômica e Desenvolvimento, organização de cunho internacional, aberta e de envolvimento na área de projetos de desenvolvimento envolvendo energia.

Packer de produção (obturador de produção) – promove a vedação do espaço anular, entre o revestimento e a coluna de produção na profundidade em que é instalado. O uso desse dispositivo objetiva: proteger o revestimento (na região acima da instalação) contra pressões elevadas e/ou fluidos corrosivos; possibilitar a injeção de gás no espaço anular, no caso de elevação artificial por *gas lift*; e, permitir a produção seletiva de várias zonas de produção através de uma única coluna.

Parafinas – hidrocarbonetos da família dos alcanos, lineares ou não, e que função das condições reinantes no escoamento se apresentam na forma de cristais sólidos, os quais tem o potencial de dificultar e até mesmo vir a impedir tais escoamentos (e.g., bloqueio da tubulação por deposição de cristais de parafinas nas paredes da mesma).

PDG – *Permanent Downhole Gauge* – equipamento de fundo de poço que recebe e transmite sinais de pressão e temperatura.

Pig – dispositivo que é inserido no interior de uma tubulação, usualmente com o objetivo de remover depósitos indesejados e existentes nas paredes da mesma. A denominação de tal dispositivo acredita-se seja um anagrama e resultante das palavras *pipeline inspection gauge* que identificavam a função inicialmente buscada para tal dispositivo.

Pigável – diz-se de uma instalação com projeto e infra-estrutura, no que tange a equipamentos e acessórios, adequada para as operações de passagem de *pig*.

Pig Multisize - *pig* capaz de ser utilizado em uma linha composta por tubulações com diâmetros distintos.

Piggyback - configuração em que duas árvores de natal submarinas são ligadas uma à outra.

Pull-in - operação (submarina ou de superfície) de puxada de linhas.

PVT – refere-se ao tipo de análise executadas em células ditas PVT (Pressão, Volume e Temperatura) e na qual são determinadas as propriedades do petróleo e de suas fases constituintes.

RAO – razão, em bases volumétricas, entre as quantidades de água e de óleo e referidas essas a uma condição termodinâmica padrão. Tal conceito tem sido extrapolado e usado para uma condição termodinâmica qualquer e assim traduzindo o RGO para uma condição de interesse dita *in-situ*.

RGL – razão, em bases volumétricas, entre as quantidades de gás e de líquido e referidas essas a uma condição termodinâmica padrão. Tal conceito tem sido extrapolado e usado para uma condição termodinâmica qualquer e assim traduzindo o RGL para uma condição de interesse dita *in-situ*.

RGO – razão, em bases volumétricas, entre as quantidades de gás e de óleo e referidas essas a uma condição termodinâmica padrão. Tal conceito tem sido extrapolado e usado para uma condição termodinâmica qualquer e assim traduzindo o RGO para uma condição de interesse dita *in-situ*.

Riser - trecho suspenso de uma tubulação submarina – afixado numa unidade estacionária de produção (UEP) – tendo por função conduzir os fluidos oriundos dos poços (ANM's) ou *manifolds* instalados no leito submarino; de forma abarngente, tal denominação, ultimamente, também tem sido utilizada para se referir aos trechos de tubulação igualmente suspensas em UEP's mas com função de conduzir fluídos da superfície até o leito marinho (e.g., *riser* de exportação).

RPM – rotação por minuto

ROV - *Remotely Operated Vehicle* - veículo operado remotamente que tem como função realizar operações de auxílio às instalações, intervenções e manutenções submarinas.

RSV - *ROV Support Vessel* - embarcação de apoio que executa operações de ROV.

SAC - Sistema de Atuação Compartilhada - ferramenta de atuação de válvulas usada no *manifold* MAC.

SCR - *Steel Catenary Riser* - *Riser* Rígido em Catenária.

SFP - Sistema Flutuante de Produção.

Shear-out (sub de pressurização) - é instalado na extremidade inferior da coluna de produção para permitir o tamponamento temporário da mesma.

Sliding sleeve (camisa deslizante) – destina-se a promover a comunicação anular-coluna ou coluna-anular, através de abertura e fechamento de camisa interna e externa em operações com arame, em “completações” seletivas, possibilitando colocar em produção ou isolar zonas empacotadas por *packers*.

SPE – *Society of Petroleum Engineers*, sociedade internacional de engenheiros de petróleo.

SMPS – *Subsea Multiphase Pumping System*, sistema de bombeamento multifásico submarino.

SSS – *Subsea Separation System*, sistema de separação submarina.

SSSV - *Subsurface Safety Valve* - válvula instalada na coluna de produção, localizada à cerca de 50 metros abaixo do *tubing hanger*, com o objetivo de interromper o fluxo da produção no caso de acidente com os equipamentos de cabeça de poço.

Stab Hinge-over - método de instalação de um componente submarino que consiste em encaixar, girar e posicionar na horizontal (“horizontalizar”).

Stinger - estrutura com roletes que é usada no lançamento de dutos submarinos.

STB – *Stock Tank Barrel* – se refere a condição de óleo morto na condição de referência adotada de 60 °F and 14.77 psia. (Marcius, verifique se esse não é o valor da pressão atmosférica em unidades inglesas.)

Std – relativo a condição dita *Standard* (60 °F & 14.77 psia).

SUT – *Subsea Umbilical Terminal* – terminal submarino de conexão dos umbilicais

Supply Boat - embarcação de transporte de equipamentos.

Swabbing – operação de pistoneio, que objetiva induzir a surgência do poço.

Swivel - dispositivo giratório que é utilizado nos módulos de conexão vertical.

TDP - *Touch Down Point* - ponto onde um *riser* em catenária toca o solo marinho.

Template - gabaritos que são utilizados durante a perfuração, com o objetivo de agrupar diversos poços em uma mesma estrutura submarina.

Tie-back – operação de conexão (ligação) de tubulações à UEP. Acredita-se que tal denominação tenha se popularizado com a técnica de instalação do tipo *lay-away*, onde após a instalação conjunta da ANM e de suas linhas (de produção, de anular, de controle etc.) fazem-se as conexões dessas últimas à UEP.

TLP - *Tension Leg Platform* (Plataforma de Pernas Atirantadas) - tipo de plataforma que é fixada ao solo marinho através de tendões dispostos na vertical.

TPR – *Tubing Performance Relationship* – relação que descreve a resistência ao escoamento apresentada pelos constituintes da coluna de produção do poço (e igualmente estendida para a linha e *riser* de produção).

Transponder - dispositivo acústico submarino encapsulado, geralmente alimentado por bateria, que ao receber um sinal (frequência ou código) responde com outro sinal.

TSR - *tubing seal receptacle* – Junta telescópica utilizada para absorver a expansão ou a contração da coluna de produção, as quais podem ser causadas pelas variações de temperatura dos fluidos produzidos e/o injetados.

Tubing Hanger – suspensor de coluna. É montado na extremidade superior da coluna de produção, sendo responsável pela interface entre a coluna e a árvore de natal (ANS-seca ou ANM-molhada) e cumpre a função principal de suportar o peso da coluna. É ancorado e travado na cabeça de produção nas “completações” secas (ANS) ou mais recentemente nas bases adaptadoras de produção, quando das “completações” molhadas (ANM), fazendo vedação para o espaço anular formado entre a coluna de revestimento de produção e a coluna de produção. É dotado de alojamento para tampão mecânico ou coletor de detritos.

Tubing Head – alojador da cabeça de poço

Tubo de Produção – componente básico da coluna, a qual tem o maior custo dentre todos os equipamentos ditos de sub-superfície (i.e., instalados dentro do poço). A seleção dessa tubulação está baseada no diâmetro interno da coluna de revestimento de produção, vazão esperada, tipo e frações de fluidos a serem produzidos e, esforços mecânicos a serem suportados.

UEP - Unidade Estacionária de Produção – unidade de superfície, onde basicamente se localizam os controles dos equipamentos instalados no leito submarino e/ou em poços, geração de energia e processamento primário dos fluidos produzidos (exportação, descarte e/ou re-injeção). Tais unidades podem ser de vários tipos, tais como: plataforma fixa, plataforma semi-submersível, plataforma de pernas atirantadas, FPSO, FSO. .

Unidade selante – é descida na extremidade da coluna, podendo ser apoiada ou travada no *packer*, promovendo a vedação na área polida do *packer*.

Upstream – a montante. No sentido *latu* se referencia as fases de exploração, perfuração, completção e produção de petróleo – da “rocha à refinaria”. Num sentido *strictu* se aplica ao escoamento de fluídos – identificando o que ocorre anteriormente (respeitada a direção e sentido) nesse escoamento.

Void Fraction – Fração de vazio, razão entre o volume de gás e o volume total de fluidos; usualmente expresso em valores percentuais. No caso de bombas multifásicas, traduz a razão entre a vazão de gás aspirada e a vazão total, ambas referidas às condições termodinâmicas reinantes na sucção da bomba.

Watercut - é a relação entre a vazão de água e a vazão total de líquido (vazão de água mais a vazão de óleo) medidos e/ou expressos numa condição dita *standard*, 60°F e 14,72psia

Well Head – cabeça de poço

Workover – operação de intervenção em um poço.

Apêndice A

Memorial Descritivo dos Principais Equipamentos Utilizados em Sistemas Submarinos de Produção de Petróleo

A seguir são apresentados, resumidamente, alguns dos mais recentes equipamentos utilizados em sistemas para os desenvolvimentos de campos submarinos de petróleo. A motivação deste Apêndice, a semelhança de outras seções desta tese, é a de contribuir na compreensão do leitor que se inicia nos assuntos da indústria do petróleo – particularmente no seu segmento de produção submarina.

A.1 - Cabeça de Poço Submarina

As cabeças de poço submarinas suportam os revestimentos dos poços, resistem aos esforços do *riser* e fornecem vedação para o BOP. Na fase de produção, servem de alojamento, travamento e vedação para o “suspensor” de tubulação e para a árvore de natal. A Figura A.1 mostra um arranjo de uma cabeça de poço. Modernamente, as cabeças de poço são preparadas para receber a base adaptadora de produção (BAP).

Existem dois tipos de sistemas de cabeça de poços submarinos (SCPS):

- Para Unidades Flutuantes;
- Para Unidades Apoiadas no Fundo do Mar.

Os primeiros sistemas de cabeça de poço submarino foram muito utilizados no Brasil e também no exterior na década de 70 – no Brasil seu uso se estenderia até o início da década de 80. Estes sistemas fabricados pela VETCO (e.g. modelos HB-3, SG-1 e SG-5) foram concebidos para utilização em profundidades até 200 m (rasa). Posteriormente demais fabricantes (FMC, National e Cameron) introduziram os seus SCPS no mercado trazendo alguma novidade em termos de ferramenta e/ou equipamentos. As limitações de cada sistema foram aparecendo e tornavam-se maiores à medida que aumentava a necessidade de perfurar em maiores profundidades. Com o aumento da profundidade, aumentava o valor do custo (diária) de utilização das sondas de

perfuração. Então, inúmeras alterações foram incorporadas aos produtos de forma a melhorar os sistemas e conseqüentemente diminuir o tempo de instalação, tornando-os mais confiáveis e seguros.

A partir da década de 80 uma nova família de equipamentos com mudanças substanciais de projeto foi introduzida no mercado. Tais mudanças, entre outras, se referiam ao modo de energização do conjunto de vedação (*pack-off*) e podiam ser classificados em sistemas *torque-set* (e.g., Vetco, SG-5 e SG-6) e *weight-set* (e.g., Cameron STC-10 e National, SB) respectivamente, por aplicação de rotação ou de peso, sendo esta última forma a mais moderna. Em 1992, com o aumento da profundidade e a mesma se aproximando dos 1000 m, estes equipamentos foram expostos a uma nova realidade operacional. Tendo em vista, que muitos ainda traziam consigo algumas das características dos sistemas antigos deficiências foram aparecendo. Tais deficiências se manifestavam principalmente nas ferramentas que, expostas a uma viagem longa dentro do *riser* de perfuração, ficavam impregnadas de argila e cascalho, comprometendo seus - mecanismos de funcionamento. Esses e outros fatores de menor importância provocavam um considerável aumento no tempo das operações e seu atrelado custo, o que culminava por tornar inviável a utilização desses sistemas.

A partir de então, surgiriam os equipamentos da presente geração, os quais se destacam pelas seguintes características:

- Totalmente *weight-set*;
- Permite testar o *blow-out preventor* (BOP) à pressão máxima de trabalho (PMT) em qualquer fase do poço. Ou seja, com ferramenta isoladora e ou teste plugue universal (TPU) assentada diretamente no alojador de alta, no suspensor de revestimento e/ou nas buchas de desgaste;
- Permite testar o BOP mesmo com o terceiro suspensor instalado;
- Permite que a bucha nominal instalada no alojador de alta e testar o BOP à PMT;
- Possui sub de desconexão rápida e sub testador, permitindo também o teste da gaveta cega do BOP;
- Conjunto de vedação universal metal/metal e totalmente recuperável em uma única manobra;

- A força necessária para atuar (energizar) o conjunto de vedação universal é gerada através da pressão;
- O suspensor de revestimento possui dupla centralização e perfil de topo inclinado para dentro, eliminando problemas de desalinhamento e apoio de material estranho;
- Possibilidade de assentar o suspensor de revestimento (*casing hanger*) de 9.5/8" no lugar do 13.3/8" com uma simples adaptação (anel de apoio);
- Em poços onde não é descido o revestimento de 13.3/8" é possível assentar o suspensor de revestimento de 9.5/8" no alojador mantendo a altura com uso do suspensor simulado;
- Ferramenta com voltas mortas e dupla centralização evitando acúmulo de torque e fácil liberação;
- Dispositivo anti-torque (DAT);
- Ferramentas exclusivas desenvolvidas (conjunto de vedação universal (CVU) e *casing patch*);
- Equipamentos de emergência conjunto de vedação de emergência (CVE) e espaçador vedação de emergência (EVE);
- Utilização de anel tripartido e/ou aplicação de material especial, transformam o alojador de alta pressão de 10000 para 15000 *psi* sem perder as capacidades mecânicas;

Um conjunto completo de um SCPS, é composto pelos seguintes equipamentos e ferramentas:

- Alojador de 30";
- Alojador de alta pressão de 16. 3/4" ou 18. 3/4";
- Suspensores de revestimento (SR) de 16.3/4" x 13.3/8" – 11.3/4" – 10.3/4" – 9,5/8"- 7.5/8" – 7";
- Bucha nominal (BN) 16.3/4";
- Bucha de desgaste (BD) 18.3/4" x 13.3/8" – 11.3/4" – 10.3/4" – 9,5/8"- 7.5/8";
- Conjunto de vedação universal (CVU) e conjunto de vedação de emergência (CVE) 16.3/4";
- Espaçador de vedação de emergência (EVE) 16.3/4" x 13.3/8" e 9.5/8";
- Suspensor simulado (SS) 16.3/4" x 13.3/8";

- Bucha de proteção (BP) 16.3/4”;
- Ferramenta do alojador de alta pressão de 16.3/4”;
- Ferramenta testadora do BOP – tipo isoladora (ITT) 16.3/4”;
- Ferramenta das buchas, teste plugue universal (TPU) 16.3/4” e jateador;
- Ferramenta universal dos suspensores de revestimento e CVU e CVE;
- Ferramenta de recuperação dos CVU e CVE;
- Ferramenta exclusiva para assentamento dos CVU e CVE;
- Ferramenta de limpeza 16.3/4”;
- Ferramenta da bucha de proteção;
- Ferramenta exclusiva dos suspensores de revestimento e *casing patch* 16.3/4”;
- Ferramenta exclusiva do EVE;
- Testador tipo copo para o EVE;
- Ferramenta de ancoragem 16.3/4”;
- Sub de desconexão rápida (SDR) 16.3/4” com sub testador da gaveta cega.

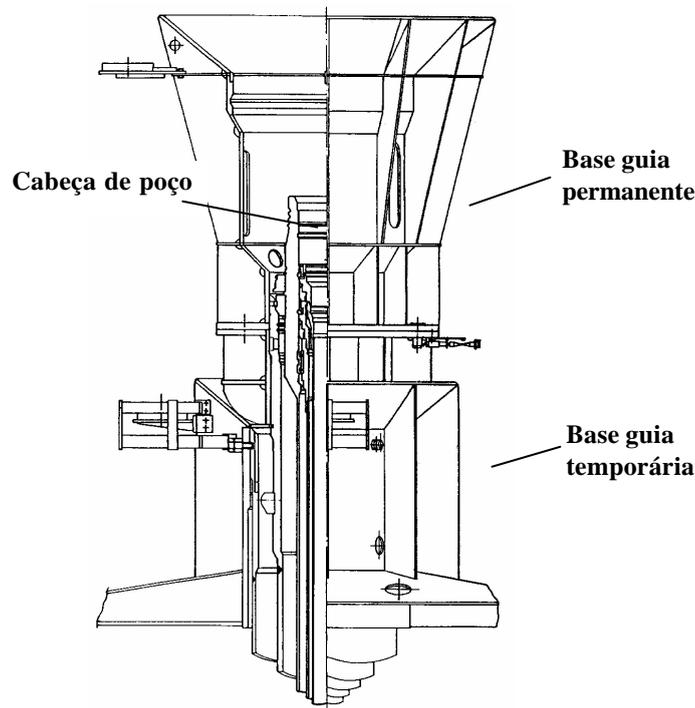


Figura A.1 - Base guia e Cabeça de Poço

A.2 - Árvore de Natal Molhada

De uma forma mais genérica atualmente podemos classificar as ANM's quanto ao serviço e configuração, ver Figura A.2 – diagrama genérico.

Quanto ao serviço:

- ANM de Produção
- ANM de Injeção

Quanto à configuração:

- ANM Convencional ou Vertical
- ANM Horizontal

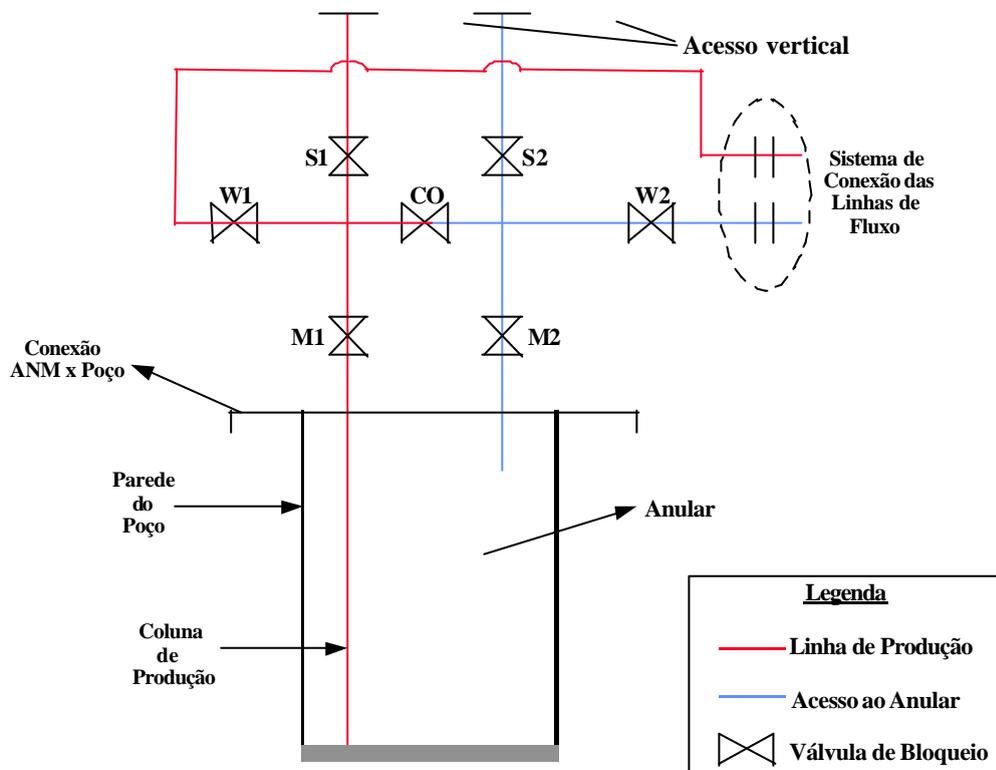


Figura A.2 - Diagrama genérico de uma árvore de natal

A.2.1 - Árvore de Natal Molhada Convencional ou Vertical

É a mais conhecida e aplicada no cenário mundial e, principalmente no Brasil. Modernamente é composta pela: base das linhas de fluxo, denominada base adaptadora de produção ou BAP; pelo “suspensor” de coluna de produção (*tubing hanger – TH*); pela terminação das linhas de fluxo, denominado módulo

de conexão vertical ou MCV; pela ANM propriamente dita; e; pela capa da ANM (*tree cap*). Tais árvores têm também como características básicas serem “pigáveis” e com revestimento especial (metalurgia especial), nos pontos de contato com o fluido produzido, caso seja corrosivo, abrasivo e e/ou erosivo. Da descrição mais aprofundada de cada um desses componentes tem-se:

- **ANM Propriamente Dita**

É constituída por um bloco forjado, onde são montadas as válvulas de bloqueio manuais e hidráulicas. Na sua parte inferior é montado o conector hidráulico, com perfil externo H4, que permite a conexão e desconexão da ANM no alojador de alta pressão da BAP, podendo ter o nominal de 18 ¾” ou 16 ¾” (mais usual hoje em dia no Brasil). Na sua parte superior é montado o *manifold* da ANM (*tree manifold*), de onde partem todas as linhas de controle das funções da ANM e chegam as linhas de controle da plataforma. Possui perfil interno nos *bores* de 4” e 2” para assentamento de *plugs* e perfil externo para travamento da ferramenta de instalação da ANM (TRT) e para o conector da capa da ANM quando utilizada (*tree cap*). As válvulas montadas nesta unidade e suas funções são:

- Válvula mestra de produção (*master*) – M1
- Válvula lateral de produção (*wing*) – W1
- Válvula mestra do anular – M2
- Válvula lateral de acesso ao anular - W2
- Válvula de interligação da linha de produção com o anular (*crossover*) – CO
- Válvula de “pistoneio” da produção (*swab*) – S1
- Válvula de “pistoneio” do anular – S2

- **Base Adaptadora da Produção**

É o conjunto que suporta as linhas de fluxo e controle, nivelando-as em relação a ANM. Na sua parte inferior recebe uma estrutura guia (funil *down*) para orientação na cabeça de poço, um conector hidráulico e anéis para travamento e vedação do tipo metal versus metal. Na sua parte superior, um alojador especial (denominado *housing* ou *tubing head*), dotado de um perfil interno padronizado e

preparado para receber o “suspensor” de coluna e com um segundo perfil interno também padronizado, este do tipo H4, para receber o conector da ANM. Dispõe ainda de: uma luva helicoidal interna ao alojador, a qual proporciona a orientação do “suspensor”; um funil *up* para orientação no assentamento da ANM; e, por ultimo, um berço (*cradle*) para ancoragem e apoio das linhas de fluxo, permitindo a retirada da ANM sem que seja necessário desconectar as linhas de fluxo e controle.

As ANM mais recentes foram padronizadas de acordo com a profundidade de utilização da mesma, ou seja com 1 ou 3 módulos de conexão vertical, sendo 1 MCV para profundidades até 1500 m e 3 MCV's (linha de produção, linha de acesso ao anular e linhas de controle independentes).para profundidades superiores a 1500 m.

- **“Suspensor” de Coluna de Produção (*tubing hanger*)**

É o equipamento responsável pela interface entre a coluna de produção e a ANM. Tal “suspensor” é ancorado e travado na base adaptadora de produção – BAP - nas ANM tipo DLL/GLL, fazendo vedação para o anular. É ainda dotado de alojamento para o tampão mecânico ou coletor de detrito, descidos com unidades de arame.

Os “suspensores” mais utilizados são de configuração excêntrica com interface superior padronizada para possibilitar a intercambiabilidade. Possuem furo de 4” para acesso à coluna de produção; furo de 2” para acesso ao anular (este furo pode ser usado também para receber conector para o cabo elétrico de potência quando a elevação se fizer necessária através de bombeamento centrifugo submerso – BCS); possuem um ou dois furos de ½” para passagem do fluido hidráulico de acionamento da válvula de segurança de subsuperfície (DHSV); e, por ultimo, um furo para receber o conector do cabo elétrico do PDG (*permanent downhole gage*), o qual é o equipamento responsável por receber os sinais de pressão e temperatura de fundo.

- **Módulo de Conexão Vertical – MCV**

O sistema de conexão vertical foi desenvolvido com o objetivo de substituir o método *lay-away*, pois elimina a necessidade da operação simultânea entre a plataforma de instalação e o navio de lançamento de linhas, além de

permitir a conexão totalmente submarina da primeira e segunda ponta. A primeira utilização do método de conexão vertical foi em dezembro de 1992, no campo de Marlim, em um poço satélite, após vários testes de campo utilizando protótipos.

Tal MCV tem a finalidade de conectar as linhas de produção, acesso ao anular e controle à BAP, possibilitando o escoamento da produção, a injeção de gás para operação de *gas lift*, a passagem de fluido hidráulico de controle da ANM e, por último, a injeção de produtos químicos (usualmente inibidores de hidratos). Recebeu este nome devido ao seu método de instalação (por barco e verticalmente), possibilitando uma melhor logística para operação e movimentação de sondas e barcos de lançamento de linhas.

- **Capa da ANM – Tree Cap**

É o equipamento, quando instalado, responsável por fazer a interligação entre os controles da plataforma de produção e as funções da ANM. Na sua maioria tais equipamentos são do tipo controle direto, onde existe uma linha de controle da plataforma para cada função a ser controlada na ANM.

- **Principais Ferramentas de uma ANM**

As principais ferramentas da ANM são:

- Ferramenta de instalação e recuperação da BAP - FIBAP,
- Ferramenta de instalação e recuperação do ‘suspensor’ de coluna – THRT
- Ferramenta de instalação e recuperação da ANM e Capa – TRT
- *Riser* para operação de instalação e intervenção da ANM (será descrito com mais detalhes adiante).

A.2.1.1 - Árvore de Natal Molhada de Produção Vertical (ANM) - características

- Profundidade de Utilização: até 2 000 m;
- Pressão de trabalho: até 5 000 psi;
- BAP com conexão para cabeça de poço 16 ¾”, perfil tipo H4, preparada para receber o “suspensor” de coluna;
- Controle hidráulico direto;

- *Funel Up* na BAP e *Funel Down* na ANM;
- *Bore* de injeção 4” e *Bore* anular 2”;
- Peso 30 ton;
- Válvulas da linha de produção com 4.1/16” (passagem plena) e válvulas da linha de anular com 2”;
- Atuador hidráulico do tipo *fail close*;
- Norma Principal: API 17-D-PSL3;
- Provida de 2 portas para receber conectores de pressão e temperatura;
- Com 3 módulos de conexão vertical com lançamento em 1ª e 2ª ponta na ANM;
- Metalurgia especial na área de contato com fluido de produção;
- Vedação metal versus metal com deposição de *Inconel* na área de vedação.

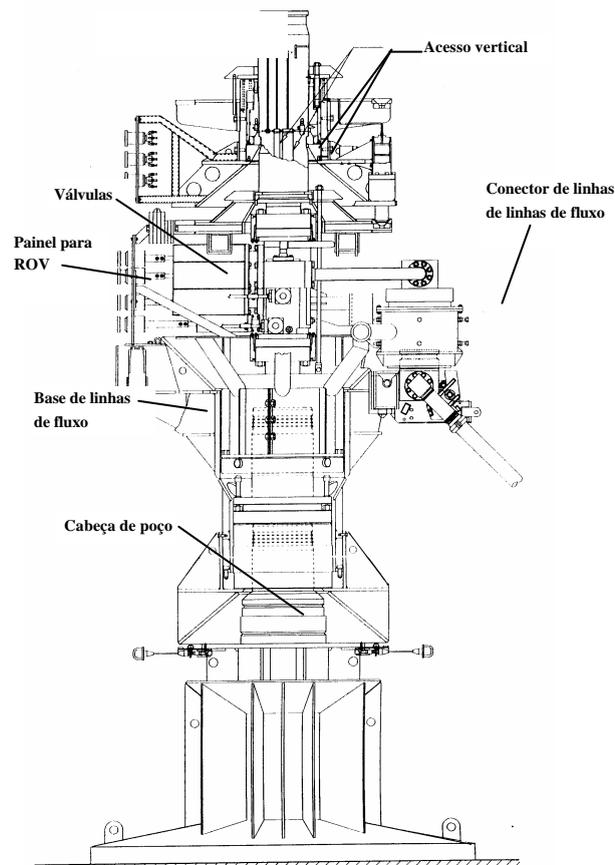


Figura A.3 - ANM-GLL (*guidelineless*)

A.2.2 - Árvore de Natal Molhada Horizontal – ANM-H

A finalidade básica de uma ANM-H é a mesma que de uma convencional. Numa forma simplificada, a mesma pode ser descrita como sendo uma base adaptadora de produção (BAP) com válvulas montadas na sua lateral, permitindo assim a intervenção no poço e eventual substituição de sua coluna de produção sem que seja necessário retirar tal ANM. O “suspensor” de coluna é assentado no interior da ANM e direciona o fluxo de hidrocarbonetos para a sua lateral - a vedação deste componente é de fundamental importância nesta configuração de árvore horizontal. Esta árvore foi concebida inicialmente para utilizações pioneiras de poços submarinos equipados com o método de bombeamento centrífugo submerso (BCS) – uma vez que tal aplicação é considerada como demandando alta taxa de intervenção no poço². As principais diferenças desta concepção em relação à convencional são:

- Eliminação da BAP;
- Eliminação da utilização de *riser dual-bore* nas operações de instalação e *workover*, já que o acesso ao anular pode ser feito pela *kill line* do BOP;
- Permite utilizar a “completação” do tipo *large bore* no “suspensor” de coluna, já que foi eliminado o furo vertical de acesso ao anular no “suspensor”;
- A ANM-H pode fazer uso de *Tree Cap* interna e externa. Atualmente se tem dado preferência à utilização de capa externa, uma vez que, permite que as conexões elétricas de sinal e potência sejam realizadas na vertical, além de poder dispor de painel *back-up* hidráulico montado na mesma.

A.2.2.1 - ANM- H de Produção para LDA de 3 000 m - características

- Pressão de trabalho: 5 000 psi;
- Norma Principal: API 17D-PSL-3;
- Fluido produzido: hidrocarbonetos com H₂S;
- *Bore* de produção: 5 1/8”;
- *Bore tubing* 5 1/2”;

² Nessa aplicação de BCS em poços de completção molhada, as taxas esperadas eram maiores do que aquelas já consideradas altas e ocorrentes nas completações do tipo seca.

- Peso: 30 ton;
- Dimensão: 5 000 x 3 800 x 3 850 mm;
- Instalação: *Guidelineless*;
- *Wellhead Connector*: SB 16 ¾” tipo H4 perfil;
- “Pigável”;
- Controle Hidráulico Direto.

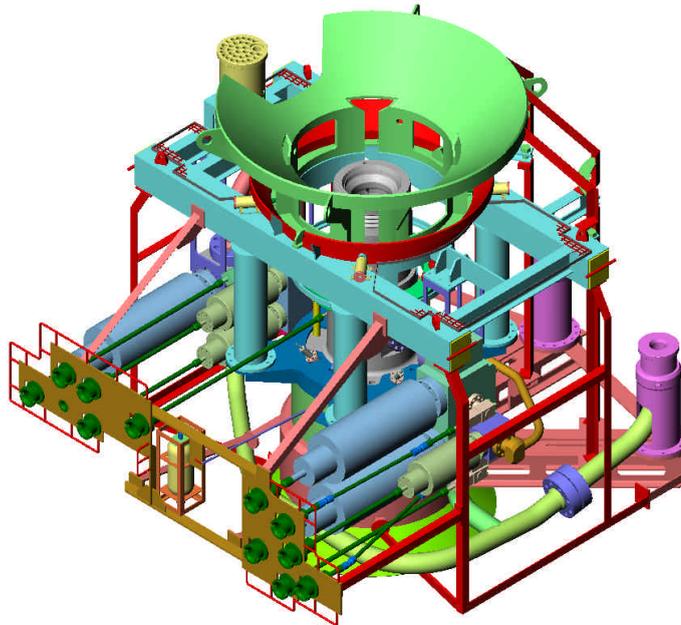


Figura A.4 - Árvore de Natal Molhada de Produção - Horizontal
LDA 3000m (ANM-H)

A.2.3 - Árvore de Natal Molhada de Injeção

A ser instalada em poço injetor submarino onde se tem a finalidade de injetar água, oriunda da UEP e condicionada para tal injeção. Tal procedimento, de forma generalizada e numa explicitação simplificada, objetiva a manutenção dos valores da pressão no reservatório, melhoria do processo de drenagem desse reservatório e reposição dos fluidos produzidos, objetivando assim evitar fenômenos de subsidência. Tal ANM tem características construtivas, de instalação e de operação bastante semelhantes às ANM de produção. A pequena diferença reside no menor número de válvulas e por apenas permitir o acesso à região anular (poço-revestimento) para monitoramento de pressão. Na Figura A.6 podem ser observadas as principais diferenças entre os arranjos de uma ANM Vertical e uma Horizontal de Injeção.

A.2.3.1 - ANM de Injeção Convencional - características

- Profundidade de Utilização: até 1 500 m;
- Pressão de trabalho: 5 000 psi;
- BAP com conexão para cabeça de poço 16 ¾”, perfil tipo H4, preparada para receber o “suspensor” de coluna;
- Controle Hidráulico Direto;
- *Funel Up* na BAP e *Funel Down* na ANM;
- *Bore* de injeção de 4” e *Bore* anular de 2”;
- Peso: 25 ton;
- Válvulas da linha de injeção de 4” e linha de anular 2”;
- Atuador hidráulico tipo *fail close*;
- Norma Principal: API 17-D-PSL3;
- Provida de 2 portas para receber conectores de pressão e de temperatura;
- Módulo de conexão vertical com lançamento em 1ª e 2ª ponta na ANM;
- Vedação metal versus metal com deposição de *Inconel* na área de vedação.

A.2.3.2 - ANM-H de Injeção para LDA de 2000 m - características

- Profundidade de Utilização: até 2 000 m;
- Pressão de trabalho: 5 000 psi;
- Cabeça de Poço de 16 ¾”, perfil tipo H4, preparada para receber o “suspensor” de coluna;
- Controle Hidráulico Direto;
- *Funel Up* no topo e *Funel Down* no conector;
- *Bore* de injeção de 5 ½” e *Bore* de anular de 2”;
- Peso: 25 ton;
- Válvulas da linha de injeção de 4” e da linha anular de 2”;
- Atuador hidráulico tipo *fail close*;
- Norma Principal: API 17-D-PSL3;
- Provida de 2 portas para receber conectores de pressão e de temperatura;
- Módulo de conexão vertical com lançamento em 1ª e 2ª ponta na ANM;
- *Tree Cap* cega (segunda barreira);
- Vedação metal versus metal com deposição de *Inconel* na área de vedação.

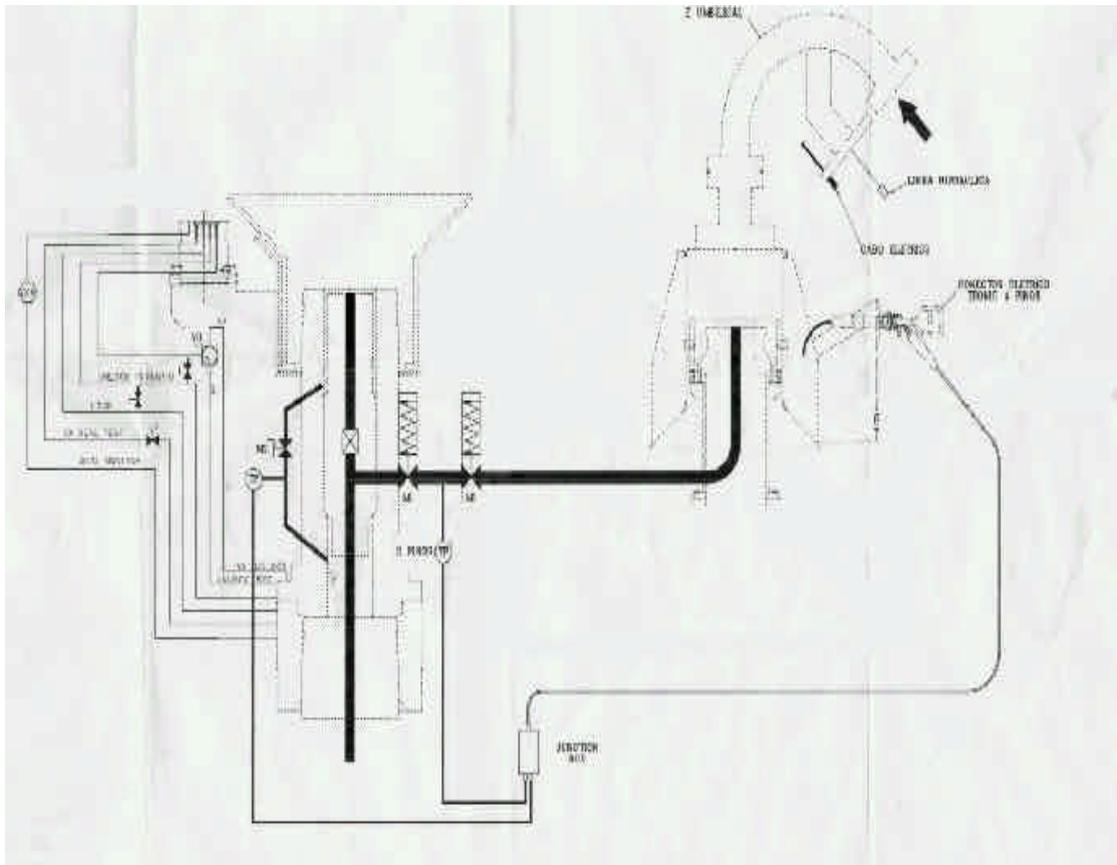


Figura A.5 - ANM-H de Injeção LDA 2000 m

A figura seguinte busca apresentar as principais diferenças entre as Árvores de Injeção do tipo Convencional e do tipo Horizontal.

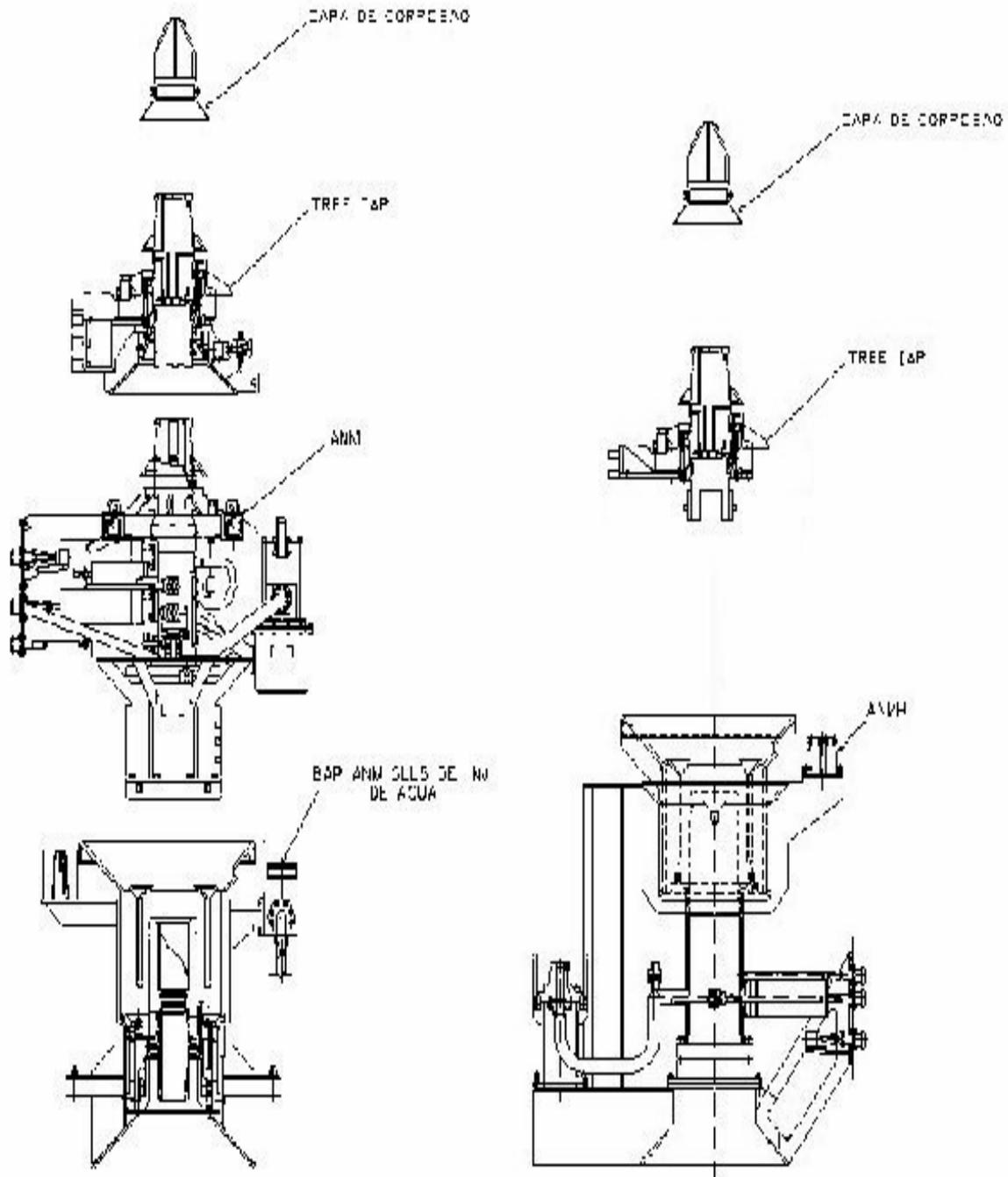


Fig. A.6Comparações

A.2.4 - Linhas de Fluxo

A linha de produção tem a finalidade de transportar para a UEP a produção oriunda de um equipamento submarino (ANM ou *manifold*) e pela sua constituição podem ser: rígidas ou flexíveis. A parte suspensa de uma linha de produção é denominada *riser* e se constitui num componente crítico de um sistema submarino de produção, por estar submetido a elevados esforços de fadiga devido à ação de correnteza, efeito das ondas e movimentação da UEP.

As linhas rígidas são constituídas por tubos de aço carbono e, a depender do fluido que irá ser transportado podem ser de ligas especiais, inibindo a corrosão, abrasão e/ou erosão. Também podem ser revestidas externamente com a finalidade de manter a temperatura do fluido transportado, evitando assim o atingimento da temperatura de formação de hidratos e/ou depósitos orgânicos (e.g., parafinas), garantindo o escoamento da produção de forma econômica.

As linhas flexíveis são constituídas por diferentes camadas, que tem funções distintas na sua operação e, podem ser descritas da parte interna para a parte externa como:

- Carcaça Interna de Aço Intertravado

Sua função principal é a de prevenir o tubo flexível do colapso quando submetido à pressão aplicada externamente, seja a hidrostática ou seja aquela decorrente do lançamento e/ou e pelas armaduras de tração. É composta de uma fita de aço intertravada e o material normalmente utilizado nesta é aço inoxidável AISI 304.

- Tubo Interno de Plástico

Esta camada confere ao tubo flexível sua estanqueidade aos fluidos em condução. O material usado é a poliamida que garante uma excelente resistência aos hidrocarbonetos, pressão e temperatura (altas).

- Espiral Zeta

Sua função principal é sustentar os esforços radiais, sejam induzidos pela pressão interna, sejam induzidos pelos meios de lançamento e/ou pelas armaduras de tração. Em casos específicos, essa camada zeta permite aumentar a resistência do

tubo ao colapso hidrostático e as pressões mecânicas externas. O material usado é o aço carbono

- Camada Intermediária de Plástico

Sua função única é a de diminuir a fricção entre a espiral zeta e as armaduras de aço e, assim, evitar a sua abrasão em caso de utilização da linha sob solicitações dinâmicas (e.g., *risers* ou *jumpers*). O material usado é o poliamida ou o polietileno de alta densidade (PEHD).

- Armaduras

Sua função principal é a de suportar as cargas axiais. São constituídas de duas camadas cruzadas de fio chato de aço, com um passo grande ao longo do comprimento, de forma a se obter boa resistência à cargas de tração. As duas camadas são dispostas a 35° em relação ao eixo do tubo, uma para a direita e a outra para a esquerda. O material usado é o aço carbono. Haverá uma camada de fita adesiva, a qual circundará a segunda camada de fios de aço de forma a segurar as armaduras durante a fabricação da camada seguinte.

- Camada Externa de Plástico

Sua função principal é a de proteger a camada da estrutura contra a corrosão ou abrasão e, unir as sub-camadas das armaduras. O material usado é a poliamida ou o polietileno de alta densidade para as aplicações dinâmicas.

- Carcaça de Aço Externa Opcional (*outerwrap*)

Sua função principal é a de proteger o *riser*, no seu trecho em contato com o fundo do mar, contra a abrasão induzida pelos movimentos dinâmicos. O material usado é o aço inoxidável AISI 316L.

A.2.5 - Pipe Line End and Terminals – Plets

Os *PLETS* (Figura A.7) são equipamentos projetados e desenvolvidos para possibilitar a conexão entre os dutos rígidos e as linhas flexíveis, com objetivo de minimizar os investimentos do sistema das linhas de escoamento.

Tais equipamentos foram desenvolvidos em conjunto com a PETROBRAS, após experiência adquirida nos projetos das conexões verticais diretas do *manifold* de Albacora. A partir de tal desenvolvimento, esses *PLETS* foram instalados nos Campos de Albacora, Marlim, Espadarte, Marimbá e Roncador, todos na Bacia de Campos. O sucesso deste desenvolvimento garantiu

uma confiabilidade não apenas no desempenho do sistema, mas também na instalação dos dutos. Em seu projeto foram consideradas as seguintes premissas:

- Lançamento através da rampa do navio;
- Estrutura com varandas basculantes para garantir estabilidade;
- Permite o deslizamento pelo solo marinho devido à força de expansão dos dutos;
- Operação de lançamento em 1ª e 2ª ponta;
- *Hub* residente para receber o módulo de conexão vertical (permite conexão até 10° de desalinhamento);
- Sua tubulação foi prevista para ser pigável;
- Permite conexão com inclinação de até 10° em relação ao solo marinho;
- Suportam cargas estáticas de até 110 toneladas;
- *Swivel* projetado para vedação metal versus metal e suportar os esforços gerados na operação de lançamento;
- Podem ser fornecidos com válvula de isolamento (normalmente válvula de esfera);
- Profundidade de operação até 2000m.

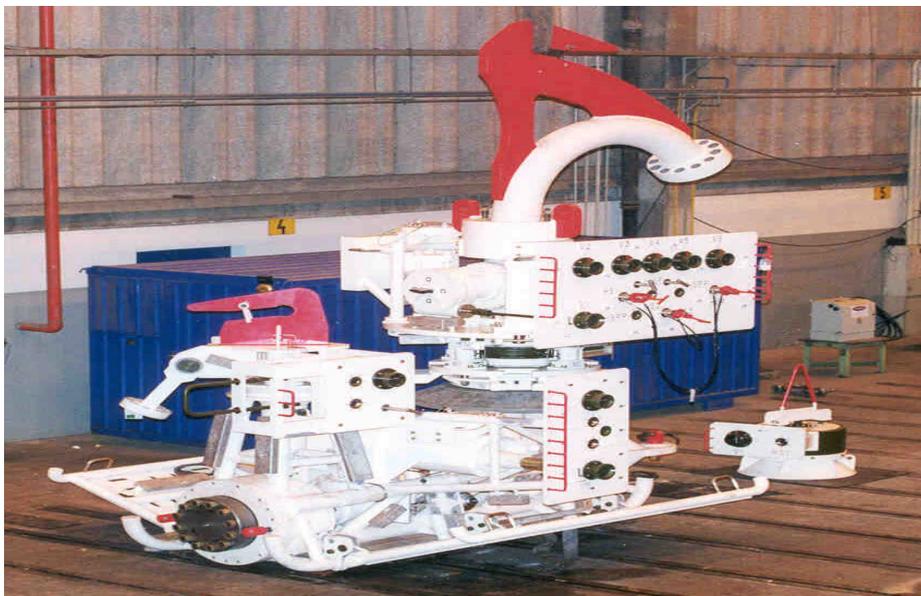


Figura A.7 - *Pipe Line End and Terminal*

A.2.6 - *Manifold*

Um *manifold*, o qual é basicamente constituído por um arranjo de tubulações, no seu aspecto funcional pode ser comparado a uma caixa coletora, quando do tipo de produção, ou a uma caixa distribuidora, quando do tipo de injeção. Tal equipamento é usualmente encontrado nos sistemas de produção terrestres, marítimos (plataformas e embarcações) e, nos sistemas submarinos onde fica instalado no leito oceânico. A seguir, mais detalhes das funcionalidades desses equipamentos e alguns detalhes construtivos são igualmente fornecidos.

A.2.6.1 – *Manifold* Submarino de Produção (MSP)

Consiste de uma sub-base, *manifold*, sistema de controle submarino e sistema de conexão. A sub-base é uma estrutura de aço instalada sobre o solo marinho com a finalidade de suportar o *manifold*. Tal estrutura tem uma inclinação com o solo que compensa a inclinação desse e assim permite “horizontalizar” a superfície onde se instala o real *manifold*; tal estrutura é dita de instalação permanente no leito submarino, enquanto o *manifold* e os demais subsistemas podem ser recuperados (i.e., trazidos à superfície) ainda que sob complexa logística e alto custo de intervenção. Os arranjos de tubulação constituem os denominados *headers*, os quais propiciam operações específicas que acabam por denominá-los, quais sejam: de produção, aquele que coleta a produção dos poços e interconecta com a tubulação de exportação para a UEP; de teste de produção, aquele que possibilita segregar a produção de um único poço e colocá-lo assim em teste de produção; de *gas lift*, aquele pelo qual o gás de injeção, recebido da UEP, é direcionado aos poços; de injeção de produtos químicos (e.g., inibidor de hidrato), os quais são igualmente recebidos da UEP. Afora tais arranjos de tubulações, o *manifold* é composto ainda por válvulas, *chokes*, módulos eletro-eletrônicos de controle, módulo de medidor multifásico, linhas hidráulicas e umbilicais elétricos. Todas as válvulas e *chokes* são atuadas hidráulicamente e ainda possuindo atuação de *back-up* via atuação por ROV (Bailey, 2001).

Sistema de Conexão

O sistema de conexão é vertical e foi projetado para operações do tipo *guidelineless* e *diverless*, usando conectores do tipo H4 e funis *down*. Consiste de: módulos de conexão vertical (MCV) de exportação e importação de linhas, *hubs* de importação e exportação instalados no *manifold*, capa de proteção/abandono, ferramenta para instalação dos MCV's, módulos de *chokes*, modulo de medidor multifásico, ferramenta de instalação do *manifold*, base de abandono temporário do MCV, *skid* de teste e capa de teste.

Sistema de Controle

Os sistemas de controle submarinos são do tipo eletro-hidráulico multiplexado. Tais sistemas, que monitoram e controlam todas as funções do *manifold* e dos poços produtores (usualmente oito poços), o fazem através de um subsistema supervisor denominado ECOS (Estação Central de Operação e Supervisão) instalado na UEP; a interconexão desses subsistemas é realizada através de cabos elétricos (instalados no dito umbilical eletro-hidráulico). Tais cabos cumprem dupla função, ou seja, transferem energia da UEP para os sensores instalados no *manifold* e poços e, trazem dos sensores para a UEP (mais precisamente para a ECOS) os sinais de estado desses sensores; isso se constitui no modo de alimentação e transmissão de sinais dito *comms on power*. As principais ações executadas por tal sistema são:

- Operação das válvulas hidráulicas do *manifold*, da ANM e daquelas instaladas no interior (*downhole*) dos poços;
- Operação dos *chokes* hidráulicos de *gas lift* e de produção do *manifold*;
- Monitoração de pressão e temperatura dos fluidos de importação e exportação, posição dos *chokes* e detecção do *pig*;
- Monitoração de pressão e temperatura na ANM;
- Monitoração de pressão e temperatura no fundo do poço (PDG).

Os principais componentes desse sistema são:

- Módulo de Distribuição Eletro-Hidráulico (EHDM) – instalado no *manifold*;
- Módulos de Controle Submarino (SCM) – instalados no *manifold*;
- Unidade de Eletrônica de Superfície (SEU) – instalada na UEP.

A Figura A.8 apresenta, numa forma esquemática, um sistema típico de controle usualmente instalado em *manifolds*.

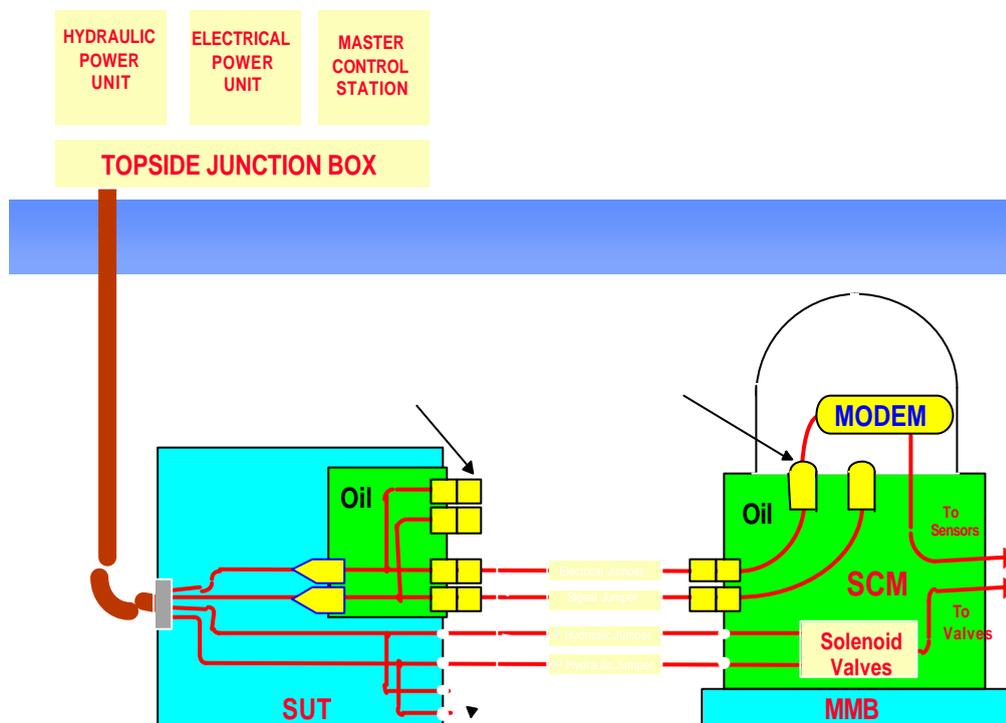


Figura A.8 – Esquema Típico de Sistema de Controle Submarino em *Manifolds*

A.2.6.2 - *Manifold* de Produção do Campo de Marimba - características

- Profundidade: até 1 000 m;
- Pressão de trabalho: 5 000 psi;
- Peso: 180 ton;
- Dimensões: 12 000 x 7 000 x 4 000 mm
- Instalação: tipo *guidelineless* e *diverless*;
- “Pigável”

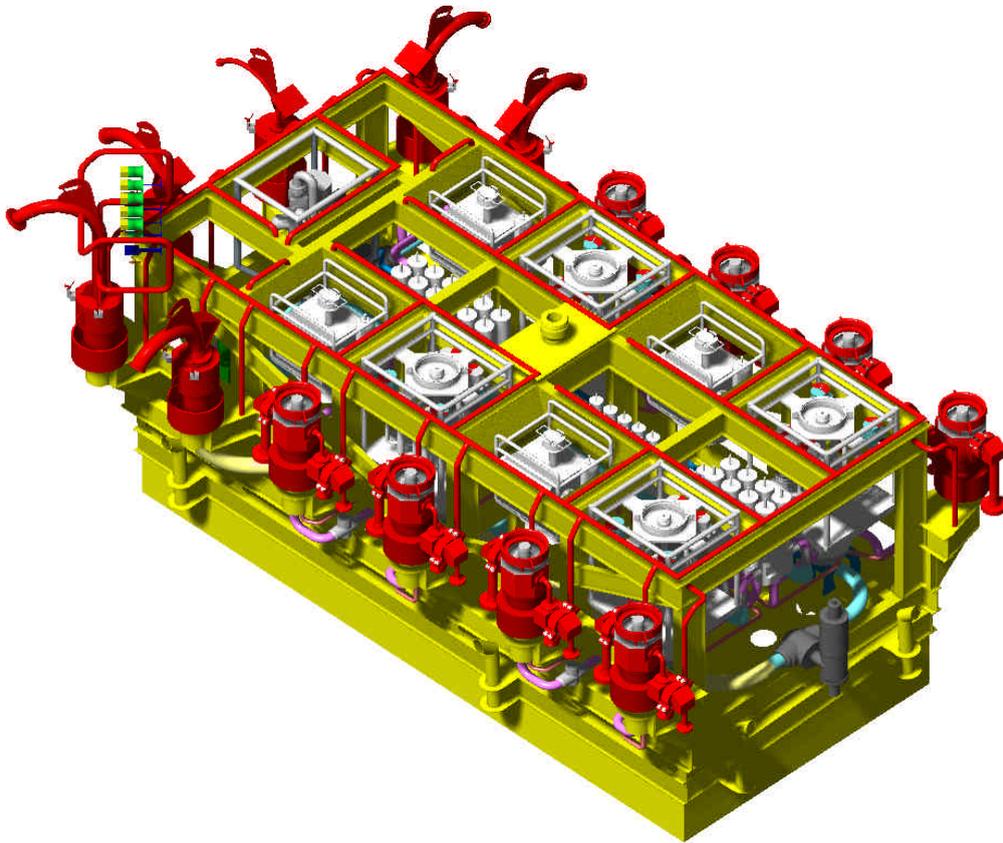


Figura A.9 – *Manifold* Submarino do Campo de Marimba

Apêndice B

Programa de Capacitação Tecnológica para Sistemas de Produção em Águas Profundas - PROCAP.

A partir de 1984 a PETROBRAS fez importantes descobertas em águas profundas e ultraprofundas na Bacia de Campos, tais como os campos petrolíferos de Albacora, Marlim, Marlim Sul, Barracuda, Caratinga, Albacora Leste e Roncador. Hoje já há indícios de novas descobertas de hidrocarbonetos na promissora Bacia de Santos em lâmina d'água superior a 2000 m, não só pela PETROBRAS bem como, por outra operadora estrangeira.

O resultado do PROCAP culminou com o recorde de “completação” submarina em 1994 no poço MRL-4 a 1027 m de LDA, no campo de Marlim. Motivada pelo sucesso, a PETROBRAS criou um novo programa denominado PROCAP 2000 com os seguintes objetivos (Camargo *et alii*, 1995)

- Permitir a produção de óleo e gás em campos localizados em águas ultraprofundas (acima de 1000 m de LDA).
- Desenvolver tecnologias inovadoras capazes de reduzir *CAPEX* e *OPEX*, com antecipação da produção e com aumento do fator de recuperação.

Analisando o custo para desenvolvimento da produção em campos em águas ultraprofundas, se pode verificar (Camargo *et alii*, 1995) que 50 % do *CAPEX* do empreendimento está relacionado com o número e custo de cada poço (perfuração, “completação”, linhas de fluxo e *manifolds* submarino) e 30% são devido com a UEP. O desenvolvimento de novas tecnologias ajudará na redução do número de poços, pelo aumento da produtividade por poço, com significativa redução do custo de desenvolvimento, além de viabilizar a produção de reservatórios marginais. Baseado nestes fatos, o desenvolvimento de sistemas de reforço/estimulação submarinos (*boosting*) representa uma importante ferramenta. Por essa razão o PROCAP 2000 considerou essencial o desenvolvimento de algumas concepções desses sistemas e zelando para que tais desenvolvimentos atingissem a fase de desenvolvimento de protótipo e uso dos mesmos numa real

aplicação. Tal enfoque tem propiciado um razoável domínio tecnológico dessas concepções, além de permitir a definição dos reais nichos de aplicação (cenários) das mesmas – notadamente através da experiência operacional acumulada e dos reais custos e continuidade operacional conseguidas. Dentre os métodos de estimulação/reforço (*boosting*) e/ou elevação artificial, desenvolvidos ou em desenvolvimento, para aplicação submarina se descrevem aqui os seguintes: elevação por gás ou pneumática (*gas lift*), bombeamento centrífugo submerso (*electrical submersible pump* - ESP), bombeamento multifásico submarino (*subsea multiphase pumping systems* - SMPS) e sistemas de separação submarina (*subsea separation system* - SSS), os quais são considerados os mais importantes e alguns altamente inovadores (Camargo *et alii.*, 1997):

Elevação por gás ou pneumática (*gas lift*)

Através da contínua injeção de gás, em pontos estabelecidos da coluna de produção, aumenta-se a vazão do poço pela redução da densidade do fluido produzido. Função de tal princípio de funcionamento, esse método tem grande efetividade no escoamento vertical (e.g., coluna e *riser* de produção). Em contrapartida sua efetividade é reduzida em escoamentos horizontais, onde a maior presença do gás irá provocar maiores perdas por atrito, maiores escorregamentos gás-líquido (o que origina escoamentos intermitentes, e.g., golfadas) e até perdas aceleracionais; outro efeito ocorrente é o abaixamento da temperatura do escoamento, o que favorece o surgimento de fenômenos indesejados, tais como a precipitação de orgânicos nas paredes da tubulação. As válvulas de injeção de gás - ditas válvulas de *gas-lift* - não exibem satisfatória continuidade operacional e ao demandarem intervenções para reparo provocam altos custos – logística complexa, envolvendo sonda de intervenção, e lucros cessantes. Na UEP tal método requer a segregação de parte do gás produzido para ser usado como gás de injeção (*gas lift*). Tal gás por sua vez requer a existência de compressores de injeção, os quais se constituem num dos equipamentos existentes na UEP de mais alto custo específico e que igualmente ocupa considerável parcela do espaço disponível numa UEP. Assim, a equipagem de poços submarinos com *gas-lift*, que tenham alta profundidade e/ou alto comprimento de linha de produção, tem sido alvo de melhorias tecnológicas que são traduzidas por novos métodos de distribuição das válvulas nos poços, maior confiabilidade e predição

no comportamento das válvulas e, melhores simuladores computacionais para utilização nas análises de equipagem dos poços com tal método. A PETROBRAS, em termos mundiais, tem liderança tecnológica na utilização de tal método quando da produção de poços submarinos; dentre os métodos de elevação artificial ele é igualmente o mais utilizado.

Bombeamento centrífugo submerso (*electrical submersible pump - ESP*)

São bombas do tipo rotodinâmicas mistas – pares de impelidores radiais e axiais – acionadas por motor elétrico e montadas num único eixo; são de instalação no interior do poço (*downhole*). Tem excelentes níveis de eficiência energética, por trabalhar em condições termodinâmicas de baixa fração de gás livre (uma de suas limitações) e estando em evolução no aspecto continuidade operacional; registre-se que se trata de um equipamento que opera sob condições das mais adversas (fundo de poço). Tal conceito é oferecido numa larga gama de vazões e potências instaladas. Apesar de ser um conceito nascido na década de 40³ ele ainda passa por aprimoramentos particularmente aplicáveis a sua operação em condições mais adversas (e.g., abrasividade, corrosividade, alta temperatura, altas variações de vazão, alta viscosidade do fluido e, médias frações volumétricas de gás livre – existe pleito de operação com 30 a 50 % de FVG). Tal conceito de elevação incorre em altos custos quando em modos de falha; parte pela requerida e complicada logística de intervenção no poço (sonda de *workover*) e parte pela parada de produção (lucros cessantes). Sua aplicação pioneira em poços submarinos foi realizada pela PETROBRAS em cooperação tecnológica com parceiros fornecedores dos equipamentos principais. Tal instalação pioneira ocorreu em 1994, no poço 4-RJS-221, no Campo de Carapeba, Bacia de Campos, LDA de 90 m e produzindo para a UEP de Pargo, distante 13 km; a produção era de 170 m³/d de óleo e com FVG menor do que 10 %. Tal operação permaneceu por mais de 30 meses e se tornou um marco tecnológico mundial para tal tecnologia. Em 1994, a PETROBRAS viria uma vez mais deter um novo marco

³ Tal conceito foi introduzido nos EUA por um engenheiro imigrado da Rússia, Antunoff, o qual desenvolveu tal equipamento para a Phillips *Petroleum* (Bartlesville, OK) e veio igualmente a estabelecer uma companhia com o mesmo nome que aquele que fora apostado ao equipamento: Bombas REDA (*Russian Electrical Dynamo of Antunoff*).

tecnológico com a instalação, em águas profundas, no poço 4-RJS-477A, no Campo de Albacora Leste, em LDA de 1107 m, desse conceito de BCS. Tal sistema instalado era alimentado em 10 kV a partir da UEP P-25, distante 6,5 km e fazendo uso de transformador elétrico submarino energizava em 4,5 kV o conjunto instalado no referido poço. Tal sistema operou continuamente sem falhas de 02/06/98 a 31/12/2001, sendo desligado devido à gestão do reservatório e produzindo cerca de 600 a 380 m³/d de óleo e sob FVG calculada no entorno de 30%. Tal instalação é igualmente um novo marco tecnológico mundial (Mendonça *et alii*, 1999).

Sistema de separação submarina (*subsea separation system - SSS*)

O sistema de separação submarina – instalado no leito oceânico – executa a separação gás-líquido. O gás, seguindo por linha específica, deve atingir a UEP através da pressão de separação. O líquido, óleo mais água, acaso este último esteja presente, é bombeado por linha específica e também deve atingir a mesma UEP. A PETROBRAS em fazendo uso de tal macro-conceito desenvolveu e/ou participou no desenvolvimento dos seguintes conceitos aplicados: *Petroboost* e *VASPS (Vertical Annular Separation and Pumping System)*.

Petroboost

Tal conceito faz-uso de dois ou mais vasos separadores gás-líquido trabalhando em série. Nesses vasos existem interfaces móveis – constituídas membranas elastoméricas que propiciam tal separação. O gás separado segue por uma linha dedicada até a UEP e para tanto faz uso da energia remanescente da separação. Uma segunda linha dedicada traz gás a alta pressão da UEP. Tal gás é injetado num dos vasos – num momento adequado do ciclo - provocando o bombeamento multifásico do líquido e gás de baixa ainda eventualmente existente no vaso. Tal conceito – uma patente PETROBRAS – foi testado quanto a sua funcionalidade até o nível de laboratório – onde um protótipo operou satisfatoriamente. Os custos envolvidos na construção de um protótipo de campo para águas profundas e grandes distâncias, os custos intrínsecos da concepção (e.g., três linhas de transporte) e a alta ciclagem requerida da instrumentação e materiais de selagem, ainda não plenamente disponíveis, indicaram o acerto da temporária interrupção de seu desenvolvimento. Um aspecto interessante a ser notada nesta concepção é

que a mesma independe do fornecimento de energia elétrica no leito submarino; isso, no início desses desenvolvimentos de sistemas *boosting* era visto como uma grande vantagem por tornar viável, em prazo curto, a concepção; ainda que, atrelada a altos custos de investimento e operacionais.

VASPS

Tal conceito faz uso de um vaso separador gás-líquido, onde no mesmo está inserido um interno, o que acaba provocando a existência de uma região anular. A mistura bifásica sendo alimentada ao separador acaba por ser separada em duas correntes. A primeira, gasosa, ascende ao topo do vaso e segue em direção à UEP – por uma linha dedicada – e onde atinge fazendo uso da energia pós-separação. A segunda, líquida, se acumula no fundo do separador e sendo então bombeada por uma bomba do tipo BCS lá instalada. O líquido bombeado segue igualmente por linha específica e igualmente atinge a UEP, fazendo uso da energia adicional provida pela referida bomba. Tal sistema é igualmente instalado no leito submarino, ainda que a região de separação anular possa ocorrer dentro de um poço falso particularmente construído para tal função. Observa-se também, que tal sistema faz uso de energia elétrica que é provida pela UEP e, passa por Unidades Conversoras de Frequências – que possibilitarão ajustar a rotação/vazão da BCS – umbilicais, conectores e transformadores submarinos. A PETROBRAS, conjuntamente com seus parceiros nessa empreitada, atingiu um novo marco ao iniciar em 2001 a operação de um sistema VASPS no campo de Marimbá na Bacia de Campos.

Sistema de bombeamento multifásico submarino (*subsea multiphase pumping systems - SMPS*)

O sistema de bombeamento multifásico – instalado no leito oceânico – transfere energia diretamente a mistura sendo produzida (óleo, gás e água). Assim diferente dos métodos de BCS e SSS, anteriormente discutidos e nos quais a mistura multifásica era separada, tem-se aqui um método no qual não se faz necessário tal separação e a mistura, após tal reforço energético (*boosting*), continua seu caminho em direção a UEP numa única tubulação. Logicamente, a inovação aqui reside em grande parte na máquina de escoamento – dita arbitrariamente bomba –

a qual é capaz de bombear misturas com até 95 % de FVG nas condições de sucção sem que seja necessária qualquer separação das fases afluentes a tal máquina. O primeiro sistema de bombeamento multifásico submarino (Oil & Gas Journal, 1995) – SMUBS no campo de Draugen – era alimentado por energia hidráulica. Entretanto na atualidade, por terem particularmente em vista os nichos de utilização em águas profundas e ultraprofundas, tais sistemas são de acionamento elétrico – isso deu vazão a uma nova frente de desenvolvimentos tecnológicos nessa área de suprimento e distribuição de energia elétrica no leito submarino. Dentre as concepções de bombas multifásicas, aquelas que hoje norteiam os principais projetos em desenvolvimento são de dois tipos: volumétrica, do tipo duplo parafuso, e rotodinâmica, do tipo hélico-axial (esta oriunda e ainda de forte semelhança com a hidráulica de uma bomba do tipo BCS).