Sistema de Coleta de Hidrocarbonetos em Cenário de *Blowout* Submarino (*Containment*)

O presente material é titularizado com exclusividade pela PETROBRAS e qualquer reprodução, utilização ou divulgação, sem expressa autorização da titular, importa em ato ilícito, nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis.

Sumário

1. INTRODUÇÃO 3
1.1. OBJETIVO 3
1.2. OPERAÇÃO DE COLETA 3
1.3. ESCOPO 3
2. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA 4
3. REQUISITOS TÉCNICOS 4
3.1. ÁREA DA PLANTA DE PROCESSAMENTO PRIMÁRIO 4
3.2. UTILIDADES 6
3.3. BOP 6
3.4. LANÇA PARA OS QUEIMADORES 6
3.5. SISTEMA DE RESFRIAMENTO 6
3.6. OPERAÇÃO DE OFFLOADING 6
3.7. SISTEMAS DE REFERÊNCIA E POSICIONAMENTO 7
3.8. MOVIMENTAÇÃO DE EQUIPAMENTOS 8
3.9. OPERAÇÕES SIMULTÂNEAS 8
4. ANEXOS 8

O presente material é titularizado com exclusividade pela PETROBRAS e qualquer reprodução, utilização ou divulgação, sem expressa autorização da titular, importa em ato ilícito, nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis.

REQUISITOS PARA O SISTEMA DE COLETA DE HIDROCARBONETOS EM CENÁRIO DE BLOWOUT SUBMARINO

1. INTRODUÇÃO

1.1. OBJETIVO

1.1.1. Este documento estabelece os requisitos mínimos a serem seguidos pela CONTRATADA para o projeto, fabricação das estruturas e operação do Sistema de Coleta de Hidrocarbonetos em Cenário de *Blowout* Submarino (*Containment*).

1.2. OPERAÇÃO DE COLETA

1.2.1. Como parte do plano de contingência da **PETROBRAS** para atuar em uma eventualidade de ocorrência de *Blowout* submarino, é previsto o emprego de unidades de perfuração, doravante denominada UNIDADE, para constituir a estrutura de resposta de Coleta que irá atuar diretamente na área na qual se encontra o poço em *Blowout*.

1.2.2. A atuação do sistema de coleta se caracteriza pelo emprego de até três UNIDADES tipo NS, simultaneamente, que serão interligadas a uma estrutura submarina constituída por *risers* e linhas submarinas conectados ao poço em *blowout*, no qual estará instalado o equipamento submarino de bloqueio de poços (*capping*), a ser fornecido pela PETROBRAS, posicionado diretamente no BOP/LMRP.

1.2.3. O objetivo do sistema de coleta é prover meios para que a UNIDADE possa receber e processar primariamente os fluidos oriundos do poço em *blowout* e, desta forma, permitir a redução ao mínimo possível o vazamento de fluidos para o meio ambiente e atuar no controle da pressão na cabeça do poço. A instalação e operação do sistema de coleta será iniciado o mais breve possível, obedecendo a um planejamento prévio de logística que mobilizará os recursos necessários e a execução de um conjunto de tarefas também previamente determinadas.

1.2.4. A operação de coleta deverá ser contínua, ao longo de um período de até seis meses, ou o tempo necessário que permita que outras unidades de perfuração possam construir poço(s) de alívio para interceptar o poço em *blowout* e amortecê-lo, cessando o vazamento.

1.2.5. Caberá à UNIDADE desenvolver a atividade de perfuração de um “poço falso” sob o qual deverá estar posicionado um alojador de alta pressão de 18 ¾”, *flowspool*, um BOP ou ANM 18 ¾” que conectará a linha submarina ao sistema de *riser* para a coleta. A UNIDADE deverá receber uma Planta de Processamento Primário, a ser fornecida pela **PETROBRAS**, capaz de processar continuamente os fluidos coletados. Esta planta de processo será capaz de efetuar a separação da fase líquida e gasosa, e efetuar a queima contínua de todo o gás produzido; o óleo separado poderá ser queimado na própria UNIDADE ou ser transferido a um navio aliviador conectado à UNIDADE em uma operação típica de *offloading*.

1.3. ESCOPO

O presente material é titularizado com exclusividade pela PETROBRAS e qualquer reprodução, utilização ou divulgação, sem expressa autorização da titular, importa em ato ilícito, nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis.

1.3.1. Todos os projetos, materiais, estruturas, instalação (incluindo a passagem de cabos de comunicação e a instalação de caixas de junção), montagem, documentação, testes e comissionamento dos equipamentos a serem fornecidos pela **CONTRATADA** estão incluídos no escopo de fornecimento da **CONTRATADA**. Além disso, a elaboração de um cronograma de entrega dos projetos, desenhos técnicos, relatórios de instalação e de comissionamento e procedimentos de teste são de responsabilidade da **CONTRATADA**.

1.3.2. Em situações de emergência a **CONTRATADA** terá um prazo de 12 dias corridos, contados a partir da notificação pela **PETROBRAS**, para a atendimento aos requisitos apresentados nesse documento.

1.3.3. A **CONTRATADA** deverá apresentar no recebimento da UNIDADE, e em qualquer outro momento durante a vigência do contrato, um plano atualizado para implementação das alterações para atendimento aos requisitos apresentados nesse documento dentro do prazo definido no **item 1.3.2**.

1.3.4. Projetos, estudos e análises necessárias para atendimento aos requisitos apresentados nesse documento devem ser apresentados e validados pela **PETROBRAS** no recebimento da UNIDADE.

2. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

2.1. SWR-SL-EN-PHI-90002 – *ESD Philosophy*
2.2. SWR-PR-AA-PRO-10001 – *Subsea Well Containment Concept Overview*
2.3. SWR-PR-AA-PRO-10007 – *General Requirements for Capture Vessels*
2.4. SWR-PR-AA-PRO-10008 – *General Requirements of Integrated Containment System Riser*
2.5. SWR-PR-AA-PRO-10010 – *General Requirements of Well Test Spread and Surface Offloading System*
2.6. SWR-PR-AA-PRO-10011 – *General Requirements of Marine Offloading System to Tankers*
2.7. SWR-PR-AA-PRO-10012 – *Guide to Capture Vessels Modifications for Subsea Well Containment*
2.8. SWR-PR-AA-PRO-10018 – *Guide to Offshore Installation and Integration of Well Test Spread and Surface Offloading System*
2.9. SWR-PR-AA-PRO-10019 – *Guide to Offshore Installation and Integration of Marine Offloading System*

3. REQUISITOS TÉCNICOS

3.1. ÁREA DA PLANTA DE PROCESSAMENTO PRIMÁRIO

3.1.1. A área destinada para os equipamentos da Planta de Processamento Primário descrita no **item 2.5.4** do **Anexo I – Seção A** deve ser considerada 350 m² para a operação de coleta.

3.1.2. A carga total dos equipamentos para Planta de Processamento Primário definida no **item 2.5.4** do **Anexo I – Seção A** deve ser mantida para a operação de coleta.

O presente material é titularizado com exclusividade pela PETROBRAS e qualquer reprodução, utilização ou divulgação, sem expressa autorização da titular, importa em ato ilícito, nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis.

3.1.3. A capacidade de carga da área para instalação da Planta de Processamento Primário definida no **item 17.4** do **Anexo I – Seção A** deve ser mantido para a operação de coleta.

3.1.4. Um exemplo de equipamentos que podem ser mobilizados para compor o sistema de coleta a serem fornecidos pela **PETROBRAS** é apresentado na **Tabela 1** – *Surface Well Test and Offloading Equipment*:

Surface Well Test and Offloading Equipment							
Item	**Description**	**Wet Weight (kg)**	**L[m]**	**W[m]**	**Height [m]**	**Area [m²]**	**Deckload [ton/m²]**
1.	Choke Manifold 15 kpsi	5800	2,88	2,8	1,18	8,06	0,72
2.	Steam Exchanger 15 kpsi	23300	6,50	2,46	2,8	15,99	1,46
3.	Steam Exchanger 10 kpsi	20400	6,50	2,34	2,42	15,21	1,34
4.	Oil Manifold	500	2,17	0,7	0,43	1,52	0,33
5.	SEP-T 1440 psi	18400	6,00	2,46	2,7	14,76	1,25
6.	Vertical Surge Tank 100 bbl 250 psi	33400	2,60	2,4	7,4	6,24	5,35
7.	Level Control Valve	50	0,70	0,8	0,9	0,56	0,09
8.	Pressure Control Vale	50	0,70	0,8	0,9	0,56	0,09
9.	Diesel Gauge Tank 100 bbl	20400	5,10	2,22	2,7	11,32	1,80
10.	Data Header 15 kpsi	50	1,02	0,3	0,3	0,31	0,16
11.	Flowhead 15 kpsi	3250	4,20	1,05	1,36	4,41	0,74
12.	Diverter Manifold	200	1,50	0,4	0,4	0,60	0,33
13.	Buffering Gauge Tank 100 bbl	20400	5,10	2,22	2,7	11,32	1,80
14.	Transfer Pump	12485	6,06	2,44	2,44	14,79	0,84
15.	Cooler	8500	6,06	2,44	2,44	14,79	0,57
16.	Incinerator Pump	11957	9,12	2,44	2,44	22,25	0,54
17.	Incinerator Manifold	11998	9,12	2,44	2,44	22,25	0,54
18.	SSV 15 kpsi	860	1,30	0,6	1,24	0,78	1,10
19.	SSV 10 kpsi	600	1,30	0,62	1,28	0,81	0,74
20.	Air Compressor	9500	4,25	2,44	2,8	10,37	0,92
21.	Air Compressor	9500	4,25	2,44	2,8	10,37	0,92
22.	Air Compressor	9500	4,25	2,44	2,8	10,37	0,92
23.	Air Compressor	9500	4,25	2,44	2,8	10,37	0,92
24.	Air Compressor	9500	4,25	2,44	2,8	10,37	0,92
25.	Air Pig	100	1,00	0,5	0,6	0,50	0,20
26.	Boiler	15800	6,10	2,43	2,86	14,82	1,07
27.	Boiler	15800	6,10	2,43	2,86	14,82	1,07
28.	Boiler	15800	6,10	2,43	2,86	14,82	1,07
29.	Boiler	15800	6,10	2,43	2,86	14,82	1,07
30.	Acquisition Cabin ITAC Model	10800	6,06	2,44	2,6	14,79	0,73
31.	SWT Workshop Container	9000	4,45	1,2	2,5	5,34	1,69
32.	Silicone Tank	450	1,42	1,2	1,6	1,70	0,26
33.	Demulsifier Tank	450	1,40	1,2	1,6	1,68	0,27
34.	Corrosion Inhibitor Tank	450	1,40	1,2	1,6	1,68	0,27
35.	Injection Pump	35	0,70	0,8	0,3	0,56	0,06

Tabela 1 – *Surface Well Test and Offloading Equipment*

3.1.5. Além dos equipamentos da Planta de Processamento Primário, serão instalados equipamentos, a serem fornecidos pela **PETROBRAS**, para a operação de *offloading* e incineração, itens 14, 15, 16 e 17 da tabela do **item 3.1.4**.

3.1.6. Os sistemas de segurança definidos para a área classificada, conforme definido no **item 17.1.10** do Anexo I – Seção A, devem ser mantidos para a operação de coleta.

O presente material é titularizado com exclusividade pela PETROBRAS e qualquer reprodução, utilização ou divulgação, sem expressa autorização da titular, importa em ato ilícito, nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis.

3.1.7. Devido à natureza da operação de coleta e o extenso tempo de operação, deve-se projetar os pontos de descarga das PSV, tomadas de ar e ventilação da UNIDADE considerando uma operação contínua de até 6 meses, na qual o aproamento da sonda será determinado, preferencialmente, pelo alinhamento do navio aliviador.

3.2. UTILIDADES

3.2.1. A capacidade de bombeio de Diesel deve atender ao **item 17.5.3** do Anexo I – Seção A.

3.2.2. A demanda de água para as caldeiras é de 4,8 m³/d.

3.2.3. A capacidade de fornecimento de água do mar deve ser de 80 m³/h.

3.2.4. Devem ser fornecidos no mínimo 7 pontos de conexão de ar comprimido na área da Planta de Processamento Primário.

3.2.5. Os equipamentos da Planta de Processamento Primário e *offloading*, a serem fornecidos pela **PETROBRAS**, podem demandar potência elétrica de até 550kW, nas tensões definidas no **item 17.5.4** do Anexo I – Seção A.

3.2.6. A instrumentação dos equipamentos da Planta de Processamento Primário e *offloading* requerem alimentação de 24V.

3.3. BOP

3.3.1. O sistema de *riser* do sistema de coleta a ser fornecido pela PETROBRAS prevê a utilização de *slick joint* com diâmetro externo de 9 5/8", de forma que uma gaveta de tubos (fixa ou variável) do BOP, a ser fornecida pela **CONTRATADA**, deve vedar contra esse equipamento. Esse diâmetro não está coberto no **item 10.3.2.6** do Anexo I – Seção A.

3.4. LANÇA PARA OS QUEIMADORES

3.4.1. O rebatimento das lanças dos queimadores deve prever a troca de um queimador enquanto o outro está em operação e a radiação nesse ponto deve atender aos requisitos do **item 17.6** do Anexo I – Seção A.

3.5. SISTEMA DE RESFRIAMENTO

3.5.1. O sistema de resfriamento da UNIDADE, conforme **item 17.6** do Anexo I – Seção A, deve permitir a operação de mangote de *offloading*, a ser fornecido pela **PETROBRAS**, posicionado em local mais adequado da popa da UNIDADE da **CONTRATADA**, considerando que a máxima temperatura resistida por esse equipamento é de 82°C.

3.5.2. A emissividade e absortividade da mangueira de *offloading* devem ser consideradas 0,9 e 0,5, respectivamente.

3.6. OPERAÇÃO DE OFFLOADING

O presente material é titularizado com exclusividade pela PETROBRAS e qualquer reprodução, utilização ou divulgação, sem expressa autorização da titular, importa em ato ilícito, nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis.

3.6.1. O ponto de conexão do mangote para *offloading*, a ser fornecido pela **PETROBRAS**, deve ser posicionado em local mais adequado da popa da UNIDADE da **CONTRATADA**.

3.6.2. O diâmetro da tubulação da área da Planta de Processamento Primário até o ponto de conexão com o mangote para *offloading* deve ser dimensionada para a máxima capacidade desta planta, definida no **item 17.6.2** do Anexo I – Seção A.

3.6.3. A conexão do mangote de *offloading* é realizado por meio de flange ASME B16.5 8" Classe 150.

3.6.4. Deve ser provido flange rotativo, para auxiliar a manobra de acoplamento.

3.6.5. A conexão dos equipamentos de teste com a tubulação para o *offloading* deve ser flange ASME B16.5 4" Classe 150.

3.6.6. Deve ser fornecida rampa para guiar a passagem do mangote de *offloading* do ponto de conexão até a água. O Anexo 2 desta Seção I apresenta um conceito de rampa para o mangote como referência.

3.6.7. A tração máxima esperada atuando no mangote de *offloading* é de 2,5 mt.

3.6.8. O raio de curvatura mínimo do mangote de *offloading* é 1,5 m. Recomendável que seja maior que 2,5 m.

3.6.9. O dimensionamento da guia deve considerar o diâmetro externo da seção da extremidade do mangote de forma a que os flanges do mangote e da conexão fiquem concêntricos.

3.6.10. Deve ser providenciada facilidade para engraxar a rampa e eliminar quinas vivas, visando não danificar o mangote de *offloading*.

3.6.11. Deve ser instalada bandeja de contenção para o sistema, visando à retenção do óleo caso ocorra, atendendo aos mesmos requisitos do **item 8.4.1.10** do **Anexo I – Seção A**.

3.6.12. Deve ser provido guincho com capacidade mínima de 15 mt para içar a extremidade do mangote no convés de embarcação de apoio para conexão do mesmo à UNIDADE.

3.7. SISTEMAS DE REFERÊNCIA E POSICIONAMENTO

3.7.1. Deve ser utilizado sistema de referência e posicionamento para permitir a operação conjunta com o navio aliviador, conforme os requisitos previstos para a operação de um navio DP 2, contemplando os seguintes sistemas:

i. Artemis repeater ou XPR 100;
ii. Darps transponder.

O presente material é titularizado com exclusividade pela PETROBRAS e qualquer reprodução, utilização ou divulgação, sem expressa autorização da titular, importa em ato ilícito, nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis.

3.7.2. A responsabilidade da **CONTRATADA** restringe-se apenas aos equipamentos a serem instalados na UNIDADE da **CONTRATADA**.

3.8. MOVIMENTAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

3.8.1. Além dos equipamentos submarinos descritos no **Anexo I – Seção C**, para a operação de coleta deve ser considerada a instalação do *flowspool*, a ser fornecido pela **PETROBRAS**, conforme desenho Anexo 1 desta Seção I. O guindaste da UNIDADE, conforme **item 2.9** do **Anexo I – Seção A**, deve ter capacidade de no mínimo 70 mt para transferência das cargas do *deck* para o *moonpool*.

3.9. OPERAÇÕES SIMULTÂNEAS

3.9.1. A integração das operações de processamento dos fluidos, queima, *offloading* e posicionamento da sonda deve ser liderada pela **CONTRATADA**.

4. ANEXOS

O presente material é titularizado com exclusividade pela PETROBRAS e qualquer reprodução, utilização ou divulgação, sem expressa autorização da titular, importa em ato ilícito, nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis.

ANEXO 1: Desenho *flowspool*
ANEXO 1: Ferramenta de Instalação do *flowspool*
ANEXO 1: Conector do *flowspool*
ANEXO 2: Rampa para mangote de *offloading*

O presente material é titularizado com exclusividade pela PETROBRAS e qualquer reprodução, utilização ou divulgação, sem expressa autorização da titular, importa em ato ilícito, nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis.