



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

ANÁLISE DAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO DE POÇOS TERRESTRES E MARÍTIMOS

Leonardo Rezende Malouf

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Paulo Couto

RIO DE JANEIRO

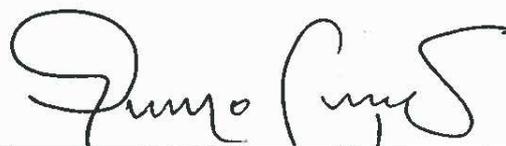
Abril de 2013

ANÁLISE DAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO DE POÇOS TERRESTRES E
MARÍTIMOS

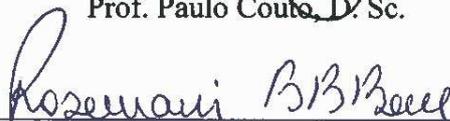
Leonardo Rezende Malouf

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO
DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

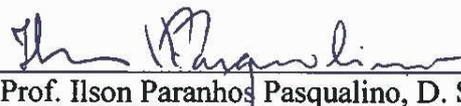
Examinado por:



Prof. Paulo Couto, D. Sc.



Prof. Rosemarie Broker Bone, D. Sc.



Prof. Ilson Paranhos Pasqualino, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

Abril de 2013

Malouf, Leonardo Rezende

Análise das Operações de Perfuração de Poços Terrestres e Marítimos/ Leonardo Rezende Malouf – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2013.

XXI, 120 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia de Petróleo, 2013.

Referências Bibliográficas: p.119-1120

1. Operações de Perfuração. 2. Melhores Práticas. 3. Procedimentos. 4. Sistemas da sonda 5. Poços Terrestres 6. Poços Marítimos I. Couto, Paulo. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Título.

“Não tente ser bem sucedido, tente antes ser um homem de valor”

(Albert Einstein)

Agradecimentos

Devo a realização deste trabalho ao professor Paulo Couto. Gostaria de agradecê-lo por toda a boa vontade a que me foi dedicada no sentido de me auxiliar com as dúvidas que surgiram ao longo do trabalho. Somando-se a isto, devo também agradecê-lo por ter compreendido a situação delicada em que estive imerso durante boa parte do período de realização do trabalho. Gostaria também de agradecer ao Shiniti Ohara por ter contribuído com um parecer técnico crucial para que o trabalho pudesse ser aprimorado e também por ter aceitado fazer parte da banca de avaliação do projeto.

Quero também fazer um agradecimento especial à minha namorada, que tanto me auxiliou, não só no presente trabalho como ao longo de toda esta dura jornada de cinco anos que enfrentamos unidos. Graças à paciência, respeito e compreensão gentilmente demonstrados por ela, fui capaz de atingir este ponto do meu desenvolvimento profissional.

Gostaria também de agradecer à minha mãe, por ter me aconselhado à tomar as decisões mais acertadas durante todo este período além de ter me sustentado e provido todas as condições necessárias para que eu pudesse me formar na faculdade de engenharia.

Outra pessoa a quem devo agradecimentos é Thomas Bowles, líder de perfuração de poços da BP no campo de Polvo, na bacia de campos. Thomas foi extremamente paciente e me forneceu muitas informações no que se refere às operações de perfuração e sou muito grato a isto.

Por fim, devo agradecimentos aos meus amigos e familiares, que compreenderam minha ausência e afastamento durante longos períodos de tempo devido à momentos que requeriam grande volume de estudos. Quero também agradecer à estas pessoas por terem me ajudado a atravessar estes momentos com mais tranquilidade e paz.

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

ANÁLISE DAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO DE POÇOS TERRESTRES E MARINHOS

Leonardo Rezende Malouf

Abril/2013

Orientador: Paulo Couto

Curso: Engenharia de Petróleo

Os aspectos operacionais das atividades relativas à perfuração de poços são um tema de grande importância para a indústria do petróleo. Não faltam exemplos dos impactos causados pela maneira de conduzir as operações de uma sonda. Tais impactos podem ser devastadores no que se refere à segurança de pessoas, do meio ambiente e do patrimônio econômico, não só da empresa como também de comunidades locais. O estudo focado na análise das operações de perfuração de poços é crucial para promover um melhor entendimento das melhores práticas adotadas pela indústria. Assim, neste trabalho são compreendidas as operações envolvidas dos estágios iniciais da perfuração até o fim do processo exploratório, quando se dá o abandono do poço. Após uma revisão bibliográfica aliada à uma busca por informações junto a integrantes do mercado, este trabalho aborda as técnicas utilizadas para a execução das operações de perfuração, contemplando ainda alguns aspectos referentes à conformidade legal. Por fim, existe uma seção com considerações finais sobre todas as operações de perfuração compreendidas ao longo do trabalho.

Palavras-chave: Operações de Perfuração; Melhores Práticas; Conformidade Legal.

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

Analysis of Onshore and Offshore Drilling Operations

Leonardo Rezende Malouf

April/2013

Advisor: Paulo Couto

Course: Petroleum Engineering

The operational aspects related to drilling activities are a paramount subject to the oil industry. There are many examples of the impacts that can be caused by the manner in which rig operations are conducted. Such impacts can be devastating in regards to the safety of personnel, of the environment and of economic assets, not only belonging to the company but also those belonging to local communities. The study focused on the analysis of oil well drilling operations is crucial to promote a better understanding of the industry's best practices. Thus, this work comprehends the operations involved on the initial stages of drilling until the end of the exploratory process, when the well is abandoned. Following a bibliographic revision combined with a search of information among people with drilling background, this work addresses the technics utilized during drilling operations, also covering aspects related to legal compliance. Ultimately, there is a session of final considerations about the operations discussed on this work.

Keywords: *Industry's Best Practices; Drilling Operations; Legal Compliance.*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO.....	1
1.2	OBJETIVOS	2
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	2
2	SISTEMAS FUNDAMENTAIS DE UMA SONDA DE PERFURAÇÃO	4
2.1	SISTEMA ROTATIVO	4
2.1.1	<i>Mesa Rotativa</i>	4
2.1.2	<i>Top Drive</i>	5
2.1.3	<i>Kelly e Bucha do Kelly</i>	7
2.1.4	<i>Chave Flutuante</i>	8
2.1.5	<i>Rotacionador de Tubos (Pipe Spinner)</i>	9
2.1.6	<i>Iron Roughtneck</i>	10
2.2	SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA	11
2.3	SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGAS.....	12
2.3.1	<i>Guincho (Drawworks)</i>	12
2.3.2	<i>Bloco de Coroamento e Bloco Viajante</i>	13
2.3.3	<i>Passarela de Tubos (Pipe Catwalk) e Prateleira para Tubo (Pipe Rack)</i> 15	
2.3.4	<i>Elevador de Tubos</i>	17
2.3.5	<i>Iron Derrickman</i>	19
2.3.6	<i>Tensionador de Riser, Anel Tensionador e Junta Telescópica</i>	20
2.4	SISTEMA DE CIRCULAÇÃO DE FLUIDOS.....	23
	<i>O sistema de circulação de fluidos da sonda é responsável por bombear os fluidos de perfuração e a pasta de cimento para o poço. O fluido é fundamental para que seja possível construir o poço de forma adequada. As funções do fluido de perfuração são:</i>	23
2.4.1	<i>Bombas de Lama</i>	23
2.4.2	<i>Peneiras de Lama</i>	24
2.4.3	<i>Desareizador</i>	25
2.4.4	<i>Dessiltador</i>	26
2.4.5	<i>Degaseificador</i>	27

2.4.6	<i>Unidade de Cimentação</i>	29
2.5	SISTEMA DE SEGURANÇA.....	30
2.5.1	<i>LMRP (Low Marine Riser Package)</i>	30
2.5.2	<i>BOP</i>	31
2.5.3	<i>Diverter</i>	40
2.6	SISTEMA DE MONITORAÇÃO	41
2.7	FERRAMENTAS	44
2.7.1	<i>Cunha</i>	44
2.8	RISER DE PERFURAÇÃO	44
3	OPERAÇÃO DE PERFURAÇÃO DE POÇOS TERRESTRES	47
3.1	RIGGING UP.....	47
3.2	INÍCIO DO POÇO	50
3.3	OPERAÇÕES DE MANOBRA	51
3.3.1	<i>Adição de Nova Junta de Tubo à Coluna de Perfuração</i>	52
3.4	DESCIDA DE REVESTIMENTOS	56
4	OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO DE POÇOS MARÍTIMOS	61
4.1	RIGGING UP	61
4.1.1	<i>Sondas do Tipo Jack Up</i>	61
4.1.2	<i>Sondas com Posicionamento Dinâmico</i>	61
4.1.3	<i>Sondas com Sistema de Ancoragem</i>	61
4.2	INÍCIO DO POÇO	62
4.2.1	<i>Jateamento</i>	62
4.2.2	<i>Cravamento</i>	66
4.3	OPERAÇÕES DE MANOBRA	68
4.3.1	<i>Adição de Nova Junta de Tubo</i>	69
4.4	DESCIDA DE REVESTIMENTO	71
4.4.1	<i>Descida de Revestimento Condutor e Alojador de Baixa Pressão</i>	71
4.4.2	<i>Descida do Revestimento de Superfície e Alojador de Alta Pressão</i>	73
4.5	DESCIDA DE COLUNA DE RISER DE PERFURAÇÃO E BOP	75
5	OPERAÇÕES FREQUENTES	81
5.1	OPERAÇÕES DE CIMENTAÇÃO	81
5.1.1	<i>Cimentação Primária</i>	81
5.1.2	<i>Cimentação de Liner</i>	90

5.1.3	<i>Cimentação Secundária</i>	93
5.1.4	<i>Squeeze de Cimento</i>	93
5.1.5	<i>Plugue de Cimento</i>	96
5.1.6	<i>Perfis para Detecção de Problemas na Cimentação</i>	98
5.2	<i>MUD LOGGING</i>	101
5.3	<i>LWD/MWD</i>	103
5.4	<i>LEAK OFF TEST</i>	104
6	ABANDONO DO POÇO	107
6.1	<i>TAMPÃO DE CIMENTO</i>	108
6.2	<i>TAMPÕES MECÂNICO</i>	113
6.2.1	<i>Bridge Plugs</i>	113
6.2.2	<i>Retentor de Cimento (Cement Retainer Plugs)</i>	114
6.3	<i>PROCEDIMENTO DE ABANDONO DE ACORDO COM A ANP</i>	115
6.3.1	<i>Abandono Temporário</i>	115
6.3.2	<i>Abandono Permanente</i>	116
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	118
8	BIBLIOGRAFIA	119

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	1	–	MESA	ROTATIVA	
				(HTTP://WWW.STRUCTURALDYNAMICSENGINEERING.COM/SITEBUILDERCONTENT/SITEBUILDERPICTURES/ROTARYTABLEASSY.JPG)	5
FIGURA 2			–	CONJUNTO MESA ROTATIVA, KELLY E KELLY BUSHING, ADJACENTE É POSSÍVEL VER O MOUSE HOLE	
				(HTTPDIRECTIONALDRILLING.BLOGSPOT.COM.BR201106DIRECTIONAL-DRILLING-AND-ITS_28.HTML).....	5
FIGURA	3	–	TOP DRIVE E ALGUNS DE SEUS COMPONENTES		
				(HTTP://WWW.GLOBALDRILLINGSUPPORT.COM/GDS_TOP_DRIVE_PRODUCTS.HTML)	6
FIGURA 4			–	SAVER SUB, INTERFACE ENTRE O TOP DRIVE E OS TUBOS DA COLUNA DE PERFURAÇÃO. (HTTP://WWW.CHINAOGPE.COM/SHOWROOM/606/HTML/PRODUCT_SAVER_SUBS_FOR_TOP_DRIVE_12_8474.HTML)	7
FIGURA	5	–	BUCHA DO KELLY ENCAIXADA NA BUCHA MESTRE.		
				(HTTP://HACKERINTERNATIONAL.COM/IMAGES/PRODUCTS/KELLY_BUSHING.JPG).....	7
FIGURA 6			–	CHAVE FLUTUANTE (HTTP://WWW.TRADEVV.COM/CHINASUPPLIERS/AMYTWCX_P_123A8E/CHINA-TYPE-SDD-VARCO-HT100-MANUAL-TONGS.HTML).....	8
FIGURA	7	–	CHAVE FLUTUANTE HIDRÁULICA	(HTTP://IMAGE.MADE-IN-CHINA.COM/2F0J00HFAEJATTWUY/HYDRAULIC-POWER-TONG.JPG)	9
FIGURA	8	–	ROTACIONADOR DE TUBOS		
				(HTTP://WWW.TRADEQUIP.COM/SEARCH/MAIN_IMAGE?LISTING_ID=40001&TYPE=EQUIPDB&KEYWORDS=%20RAUCH%20MANUFACTURING%20-%20LISTING%20%23%3A%2040001).....	10
FIGURA 9			–	IRON ROUGHNECK EM USO (HTTP://I3.YTIMG.COM/VI/BBPISQZN4/HQDEFAULT.JPG).....	11
FIGURA 10			–	MOTOR MOVIDO À DIESEL RESPONSÁVEL PELA GERAÇÃO DE ENERGIA (HTTP://GCAPTAIN.COM/WP-CONTENT/UPLOADS/2013/03/3516FULL.JPG)	12
FIGURA 11			–	GUINCHO (DRAWWORKS). (HTTP://WWW.MASTERRIG.COM/IMAGES/EQUIPPICS/EQ17.JPG)	13
FIGURA 12			–	BLOCO DE COROAMENTO NO TOPO DA TORRE DE PERFURAÇÃO DE UMA SONDA	
				(HTTP://I174.PHOTOBUCKET.COM/ALBUMS/W117/YETI-MONSTER/WORK/UP%20THE%20DERRICK%2017-08-09/DSCF3301.JPG).....	14
FIGURA	13	-	BLOCO VIAJANTE E GANCHO	(HTTP://IMAGE.CHINA-OGPE.COM/PIMAGE/1117/IMAGE/HOOK_BLOCK_ASSEMBLY_PRODUCT1117.JPG).....	15
FIGURA	14	–	ESQUEMA DO SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGAS		
				(HTTP://DC181.4SHARED.COM/DOC/QXPVPPKR/PREVIEW_HTML_M5536B41B.PNG).....	15
FIGURA	15	–	ESTALEIRO DE TUBOS (PIPE RACK) AUTOMÁTICO		
				(HTTPS://WWW.YOUTUBE.COM/WATCH?V=XWMSUWJWGZ4).....	16
FIGURA 16			–	ESTEIRA DE TUBOS (PIPE CATWALK) DE UMA SONDA DE TERRA, OS TUBOS FICAM INCLINADOS NA RAMPA, COM PARTE DE SEU COMPRIMENTO ACIMA DO PISO DA PLATAFORMA	
				(HTTP://WWW.SUNMACHINERY.COM/IMAGES/5036N_15.JPG)	16
FIGURA	17	–	ESTEIRA DE TUBOS AUTOMÁTICA		
				(HTTP://WWW.IADC.ORG/COMMITTEES/ADVANCED_RIG_TECHNOLOGY/TVG/TECH_VALUE_GUIDE_REV.HTM) .	17

FIGURA 18 – ELEVADOR PRESO A UMA COLUNA DE REVESTIMENTO DE 36” DE DIÂMETRO (HTTP://WWW.WORLDOIL.COM/UPLOADEDIMAGES/ISSUES/ARTICLES/DEC-2011/WO1211-RIGS-RIG-FLOOR-FRANKS1.JPG).....	18
FIGURA 19 – ELEVADOR LEVANTANDO UMA SEÇÃO DE REVESTIMENTO E DESENHO ESQUEMÁTICO DO ELEVADOR FONTES: HTTP://WWW.WORLDOIL.COM/UPLOADEDIMAGES/ISSUES/ARTICLES/MAR-2004/04-03_KEY-PRUNER_FIG1.JPG HTTP://WWW.SAPWELLSGLOBAL.COM/IMG/CASINGELEVATORSIDEDOORTYPE.PNG	18
FIGURA 20 – ELEVADOR DE TUBOS (HTTP://WWW.KRUSEASSET.COM/AUCTION/137-250%20TON%20ELEVATORS.JPG)	19
FIGURA 21 – IRON DERRICKMAN PEGANDO UMA SEÇÃO DE DRILL PIPE COM OBJETIVO DE CONECTÁ-LA AO TOP DRIVE (HTTP://WWW.YOUTUBE.COM/WATCH?V=FOBJKFW0XGG)	20
FIGURA 22 – DETALHE DO SISTEMA DE TENSIONADOR DE RISER	21
FIGURA 23 – ESQUEMA SIMPLIFICADO DO SISTEMA DE TRACIONADOR DE RISER E JUNTA TELESCÓPICA. (HTTP://WWW.DRILLINGCONTRACTOR.ORG/BP-CASE-STUDY-MPD-APPLICATION-SUPPORTS-HPHT-EXPLORATION-17124)	22
FIGURA 24 – TENSIONADOR DE RISER, JUNTA TELESCÓPICA E ANEL TENSIONADOR (HTTP://WWW.ENERGYCLAIMS.NET/ASSETS/MARINE-DRILLING-RISER-AND-LMRP.PDF)	22
FIGURA 25 – SISTEMA DE CIRCULAÇÃO DE FLUIDOS (HTTPS://WWW.OSHA.GOV/SLTC/ETOOLS/OILANDGAS/IMAGES/CIRCULATION_SYSTEM_SMALL.GIF)	23
FIGURA 26 – BOMBA DE LAMA QUADRUPLIX (HTTP://WWW.WHITESTARPUMP.COM/PO/PUMP_QUAD.HTML)	24
FIGURA 27 – PENEIRA DE LAMA E ALGUNS DE SEUS COMPONENTES (HTTP://MUD-TANK.COM/WP-CONTENT/UPLOADS/2012/08/KOSUN-SHALE-SHAKER-20120806.JPG)	25
FIGURA 28 – DESAREIADOR. NOTA-SE OS HIDROCICLONES EM PARALELO. (HTTP://WWW.PRLOG.ORG/12020490-HYDROCYCLONE.JPG)	26
FIGURA 29 – EM PRIMEIRO PLANO, PODE-SE VER O DESAREIADOR. EM SEGUNDO PLANO, COM UMA QUANTIDADE MAIOR DE PEQUENOS HIDROCILCONES PODE-SE VER O DESSILTADOR. (HTTP://WWW.ALEJANDRO-VEGA.COM/WEB_SAMPLES/PSIMAX2000/IMAGES/GALLERY/PHOTOS/DESANDERANDDESILTER1.JPG)	27
FIGURA 30 – DEGASEIFICADOR (HTTPS://WWW.AKERSOLUTIONS.COM/DOCUMENTS/DRILLING%20TECHNOLOGIES/DRILLING%20FLUID%20MANAGEMENT/VACU%20FLO%20DEGASSER.PDF).....	28
FIGURA 31 – <i>POOR BOY</i> , DEGASEIFICADOR UTILIZADO PARA SITUAÇÕES DE KICK (HTTP://OILFIELD.GNSOLIDSCONTROL.COM/WP-CONTENT/UPLOADS/2009/08/POOR-BOY-DEGASSER.JPG)	29
FIGURA 32 - UNIDADE DE CIMENTAÇÃO (HTTP://WWW.OFFSHORE-TECHNOLOGY.COM/CONTRACTOR_IMAGES/TECHZONEOILFIELD/2-IMAGE2.JPG).....	30
FIGURA 33 – GAVETA DE TUBOS.....	32
(HTTP://WWW.GLOSSARY.OILFIELD.SLB.COM/EN/TERMS.ASPX?LOOKIN=TERM%20NAME&FILTER=PIPE%20RAM)	32
FIGURA 34 – GAVETA VARIÁVEL (HTTP://I01.I.ALIIMG.COM/IMG/PB/602/524/242/1271381534792_HZ_FILESERVER3_105811.JPG)	32
FIGURA 35 – GAVETA CEGA (HTTP://I00.I.ALIIMG.COM/PHOTO/V0/548048932/BOP_RAM.JPG)	33
FIGURA 36 – GAVETA CISALHANTE (HTTP://WWW.BOPTech.CN/EN/UPLOADFILES/2009526152018508.GIF)	33

FIGURA 37 – TUBO CORTADO PELA AÇÃO DE UMA GAVETA CISALHANTE (LIMA, H. III ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS E ESTIMULAÇÃO. 2009)	34
FIGURA 38 – PREVENTOR ANULAR. O ELEMENTO ELASTOMÉRICO É ACIONADO POR AÇÃO DO PISTÃO QUE POR SUA VEZ É DESLOCADO POR FLUIDO HIDRÁULICO SOBRE PRESSÃO. (HTTP://2.BP.BLOGSPOT.COM/_QcWbMIMo3LQ/TCQELoadzWI/AAAAAAAAAYE/FZA2MCI6XGM/s400/IMAGE004. JPG) 35	35
FIGURA 39 – PREVENTOR ANULAR. NA FIGURA DA DIREITA O ELEMENTO ELASTOMÉRICO FECHANDO O POÇO. (HTTP://UPLOAD.WIKIMEDIA.ORG/WIKIPEDIA/COMMONS/THUMB/5/5c/ANNULAR_BOP.SVG/220PX-ANNULAR_BOP.SVG.PNG)	35
FIGURA 40 – FIGURA DE UM BOP SUBMARINO (HTTP://OILONLINE.COM/DEFAULT/MAGAZINE/JULY%202011/PG_44_PORT_SIDE.JPG)	36
FIGURA 41 – JUNTA FLEXÍVEL (HTTP://LH6.GGPH.T.COM/_KXLLR4MnVPO/TCp5OWAMwXI/AAAAAADVc/WW7JRwa2vCM/s576/FLex%20JOINT%20ASSEMBLY.JPG).....	37
FIGURA 42 – MECANISMO DE CONTROLE DO BOP (HTTP://WWW.DRILLINGFORMULAS.COM/WP-CONTENT/UPLOADS/2011/04/34-ACCUMULATOR-PRECHARGE-SYSTEM-2.JPG)	38
FIGURA 43 – UNIDADE DE ACUMULAÇÃO DE PRESSÃO (HTTP://WWW.STSPRODUCTSINC.COM/IMAGES/BOP1.JPG).....	38
FIGURA 44 – BOP SUBMARINO (HTTP://WWW.NYTIMES.COM/INTERACTIVE/2010/06/21/us/20100621-BOP.HTML?_R=0).....	39
FIGURA 45 – CHOKE AND KILL MANIFOLD (HTTP://WWW.RMENERGY.COM/PORTALS/0/IMAGES/PRODUCTIONSOLUTIONS/T3/CKMANIFOLD%201.PNG)40	40
FIGURA 46 – DIVERTER (HTTP://SITE.GE-ENERGY.COM/BUSINESSES/GE_OILANDGAS/EN/LITERATURE/EN/DOWNLOADS/CAPITAL_DRILLING_EQUIPMENT.PDF)	41
FIGURA 47 – UNIDADE DE MONITORAÇÃO DE PARÂMETROS COMBINANDO MEDIDORES ANALÓGICOS E DIGITAIS. (HTTP://WWW.NOV.COM/DRILLING/INSTRUMENTATION_DATA_ACQUISITION/DRILLING_MONITORING_SYSTEM.S.ASPX)	43
FIGURA 48 – TELA USADA PARA O ACOMPANHAMENTO DE PARÂMETROS DE PERFURAÇÃO (HTTP://WWW.NOV.COM/DRILLING/INSTRUMENTATION_DATA_ACQUISITION/DRILLING_MONITORING_SYSTEM.S.ASPX)	44
FIGURA 49 – CUNHA (HTTP://WWW.GRIZZLYINC.CA/USERIMAGES/IMAGE/ROTARY_SLIPS/IMAGE002_RESIZED.JPG) ..	44
FIGURA 50 - JUNTAS DE RISER, É POSSÍVEL NOTAR AS DEMAIS LINHAS ALÉM DA TUBULAÇÃO PRINCIPAL. (HTTP://WWW.AKERSOLUTIONS.COM/DOCUMENTS/DRILLING%20TECHNOLOGIES/DRILLING%20RISERS/UPDATE-D-BROCHURE-WITH-FOLD-OUT-LOW-RES.PDF).....	45
FIGURA 51 - RISER RUNNING TOOL (HTTP://WWW.AKERSOLUTIONS.COM/DOCUMENTS/DRILLING%20TECHNOLOGIES/DRILLING%20RISERS/UPDATE-D-BROCHURE-WITH-FOLD-OUT-LOW-RES.PDF).....	46
FIGURA 52 – CAMINHÃO TRANSPORTANDO A TORRE DE PERFURAÇÃO (HTTP://DECLINEMAGAZINE.COM/NUCLEUS/RIG-MOVING).....	47

FIGURA 53 – ESQUEMA TÍPICO DO MOUSE HOLE, RAT HOLE E CONDUCTOR HOLE PERFURADOS ANTES DA CHEGADA DA SONDA DE PERFURAÇÃO. NA FIGURA PODE-SE VER A SONDA SIMPLIFICADA UTILIZADA PARA PERFURAR OS BURACOS (<i>INTRODUCTION TO DRILLING</i>)	48
FIGURA 54 – SUBESTRUTURA DA SONDA, ACIMA DA QUAL É MONTADA A TORRE DE PERFURAÇÃO E UMA SÉRIE DE OUTROS EQUIPAMENTOS (HTTP://SXTFGS.EN.ALIBABA.COM/PRODUCT/456934069-213100201/SUBSTRUCTURE_FOR_OIL_DILLING_RIG.HTML)	49
FIGURA 55 – SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE SONDA (HTTP://COLUMBIACORP.COM/WP-CONTENT/UPLOADS/2011/11/WHEELED-MOVING-SYSTEMS1.JPG)	50
FIGURA 56 – <i>CATHEAD</i> HIDRÁULICO E <i>CATHEAD</i> DO <i>DRAWWORKS</i> (HTTP://TOTALDRILLINGSUPPLY.COM/OF1017 . E WWW.SEEKPART.COM)	53
FIGURA 57 – MOUSE HOLE COM SEÇÃO DE <i>DRILL PIPE</i> ALOJADA EM SEU INTERIOR (HTTP://WWW.BLUERIDGEGROUP.COM/V4.0/INDEX-1-2.HTML)	54
FIGURA 58 – DOIS PLATAFORMISTAS UTILIZANDO AS CHAVES FLUTUANTES PARA QUEBRAR O TORQUE E DESFAZER A CONEXÃO DO KELLY NO <i>DRILL PIPE</i> . NA PARTE INFERIOR DO <i>DRILL PIPE</i> , NOTA-SE A CORRENTE ENROSCADA, USADA PARA RAPIDAMENTE DESENROSCAR OS TUBOS JÁ COM O TORQUE QUEBRADO. (HTTP://WWW2.LJWORLD.COM/PHOTOS/2005/JUL/10/60927)	55
FIGURA 59 – CONEXÃO ENTRE DUAS JUNTAS DE REVESTIMENTO (FONTE: PREMIUM CONNECTIONS CATALOG – TENARIS HYDRIL)	57
FIGURA 60 – ARANHA OU SPIDER USADO PARA SUSTENTAR O REVESTIMENTO ENQUANTO SE FAZ UMA NOVA CONEXÃO. NESTE CASO O EQUIPAMENTO EM QUESTÃO FOI DIMENSIONADO PARA TRABALHAR SOBRE CARGAS DE ATÉ 315 TONELADAS. (HTTP://JEREHOILFIELD.EN.ECPLAZA.NET/12.ASP)	58
FIGURA 61 – FERRAMENTA DE ASSENTAMENTO DE REVESTIMENTO (<i>CASING RUNNING TOOL</i>) (HTTP://WWW.NOV.COM/UPLOADEDFILES/BUSINESS_GROUPS/RIG_SOLUTIONS/HANDLING_TOOLS/CASING_RUNNING_TOOLS/CASING_RUNNING_TOOL_CRT_350-500.PDF)	59
FIGURA 62 – CABEÇA DE POÇO DE UM SISTEMA DE COMPLETAÇÃO SECA (ACERVO DO AUTOR)	60
FIGURA 63 – SISTEMA DE CABEÇA DE POÇO TERRESTRE (ACERVO DO AUTOR)	60
FIGURA 64 – REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO BHA DE JATEAMENTO (AKERS, J. JETTING OF STRUCTURAL CASING IN DEEPWATER ENVIRONMENTS: JOB DESIGN AND OPERATIONAL PRACTICES. 2008)	65
FIGURA 65 – REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DA OPERAÇÃO DE JATEAMENTO (AKERS, J. JETTING OF STRUCTURAL CASING IN DEEPWATER ENVIRONMENTS: JOB DESIGN AND OPERATIONAL PRACTICES. 2008)	66
FIGURA 66 – MARTELO HIDRÁULICO DO MODELO MENCK MHU 270T, MAIS UTILIZADO PARA APLICAÇÕES OFFSHORE. (HTTP://EN.DOT-CORP.IR/EQUIPMENT/VIEW/1)	68
FIGURA 67 – NA FOTO 1, O ELEVADOR DESCE COM UMA SEÇÃO DE TUBOS ENQUANTO O PLATAFORMISTA COLOCA A CUNHA NA MESA ROTATIVA. NA FOTO 2, COM O ELEVADOR JÁ PRESO À NOVA SEÇÃO DE TUBOS, ELA É ENCAIXADA SOBRE A COLUNA DE PERFURAÇÃO. NA FOTO 3, O IRON ROUGHNECK ENROSCA O TUBO E APLICA O TORQUE PARA FAZER A CONEXÃO. POR FIM, NA FOTO 4 A CUNHA É RETIRADA DO POÇO E A COLUNA É DESCIDA, AGORA COM A NOVA SEÇÃO ACOPLADA A ELA. (HTTP://WWW.YOUTUBE.COM/WATCH?V=HXSILM_U4LA)	70
FIGURA 68 – CAVALETE DE TUBOS (FINGERBOARD) COM TUBOS ESTALEIRADOS (HTTP://WWW.SMST.NL/INCLUDES/RESIZE.ASP?FUNC=MIN&WEBSITE=IMPLEMENTATIE&WIDTH=710&HEIGHT=329&IMAGE=MD245.JPG)	71

FIGURA 69 – ADAPTADOR DE BAIXA PRESSÃO CONECTADO À COLUNA DE PERFURAÇÃO. NO CENTRO DA FIGURA A DAT (<i>DRILL AHEAD TOOL</i>), ATUANDO COMO INTERFACE ENTRE O REVESTIMENTO E A COLUNA DE PERFURAÇÃO. (HTTP://WWW.YOUTUBE.COM/WATCH?V=XENM4HNL3YA)	72
FIGURA 70 – DAT (<i>DRILL AHEAD TOOL</i>) (HTTP://C-A-M.COM/FORMS/MEDIA.ASPX?MEDIAID=79A48C6B-FB9C-4497-8CC9-5D7422FE51F9)	73
FIGURA 71 – CONJUNTO COMPLETO DA CABEÇA DE POÇO (HTTP://C-A-M.COM/FORMS/MEDIA.ASPX?MEDIAID=79A48C6B-FB9C-4497-8CC9-5D7422FE51F9)	74
FIGURA 72 – ADAPTADOR DE RISER, USADO PARA FAZER A CONEXÃO ENTRE O LMRP E A COLUNA DE RISER. (HTTP://WWW.ENERGYCLAIMS.NET/ASSETS/MARINE-DRILLING-RISER-AND-LMRP.PDF)	76
FIGURA 73 – CONEXÃO ENTRE DUAS JUNTAS DE RISER (HTTP://WWW.NADRAGROUP.COM/EN/NEWS/NEWS-AND-MEDIA/1108-AKER-NETS-FIFTH-RISER-ORDER-FROM-ATWOOD-OCEANICS).....	79
FIGURA 74 – VISÃO INTERNA DA CONEXÃO DO RISER (CORÇA, M AKER DRILLING RISER BRAZIL. 2010).....	80
FIGURA 75 – COMPONENTES DA COLUNA DE RISER. (MIDDLEDITCH, B. DEEPWATER DRILLING RISER TECHNICAL CHALLENGES)	81
FIGURA 76 – ESQUEMA BÁSICO MOSTRANDO A EXTREMIDADE INFERIOR DO REVESTIMENTO A SER CIMENTADO COM O COLAR E SAPATA FLUTUANTE. (HTTP://WWW.WORLDOIL.COM/UPLOADEDIMAGES/ISSUES/ARTICLES/MAR-2009/09-03_CASING_FU_FIG4.JPG)	83
FIGURA 77 – EXEMPLOS TÍPICOS DE CENTRALIZADORES DE COLUNA (HTTP://WWW.HALLIBURTON.COM/PUBLIC/NEWS/SOURCE_FILES/NEWSLETTERS/KCNEWS/2005/IMAGES/JUNC-EM05CAS- EQ_B- L.JPG).....	84
FIGURA 78 – ARRANHADORES USADOS PARA REMOVER REBOCO DAS PAREDE DO POÇO (HTTP://WWW.ANTELEPEOILTOOL.COM/PRODUCTS/SERIES-100-WIRE-SCRATCHERS.HTML).....	85
FIGURA 79 – CABEÇA DE CIMENTAÇÃO ALOJANDO OS PLUGUES (HTTP://WWW.TOP-CO.CA/PRODUCTS.ASPX).....	87
FIGURA 80 – PLUGUES DE CIMENTAÇÃO (HTTP://WWW.RIGZONE.COM/TRAINING/INSIGHT.ASP?INSIGHT_ID=317&C_ID=1).....	87
FIGURA 81 – SEQUÊNCIA DA OPERAÇÃO DE CIMENTAÇÃO. (INTRODUCTION TO ASSOCIATED DRILLING OPERATIONS IN OIL WELL DRILLING)	88
FIGURA 82 – ARRANJO TÍPICO DE CIMENTAÇÃO PRIMÁRIA (HTTP://WWW.BLUERIDGEGROUP.COM/V4.0/INDEX-1-3.HTML).....	89
FIGURA 83 – SOBREPÓSICÃO DO <i>LINER</i> COM O REVESTIMENTO (EM GERAL DA ORDEM DE ALGUMAS DEZENAS DE METROS). PERMITE MELHOR ESTANQUEIDADE DA LIGAÇÃO DO <i>LINER</i> COM O REVESTIMENTO. (ACERVO DO AUTOR)	91
FIGURA 84 – TAMPÃO DE CIMENTO JÁ ALOJADO. NA FIGURA DA DIREITA O INDICADOR DE PRESSÃO DE BOMBEIO JÁ MOSTRANDO O AUMENTO DE PRESSÃO. (HTTP://WWW.YOUTUBE.COM/WATCH?V=NH8P-HMVT64)	92
FIGURA 85 – FERRAMENTA <i>LINER HANGER</i> CONVENCIONAL. (HTTP://WWW.HALLIBURTON.COM/PUBLIC/CPS/CONTENTS/BROCHURES/WEB/H05234.PDF)	93
FIGURA 86 – UTILIZAÇÃO DE PLUGUE DE CIMENTO PARA CORRIGIR PROBLEMA DE DESMORONAMENTO DE PAREDE. NA FIGURA DA ESQUERDA, A BROCA PERFURA O POÇO QUE APRESENTA PROBLEMAS DE ESTABILIDADE. NA FIGURA DO CENTRO, O PLUGUE DE CIMENTO É BOMBEADO PARA O INTERIOR DO POÇO. NA FIGURA DA DIREITA, A BROCA PERFURA O CENTRO DO PLUGUE, DEIXANDO MATERIAL RESTANTE ADERIDO À PAREDE DO POÇO. (ACERVO DO AUTOR).....	98

FIGURA 87 – ARRANJO TÍPICO DE UMA OPERAÇÃO COM ARAME EM TERRA. NO MAR, NÃO HAVERÁ O CAMINHÃO E O CARRETEL DE LINHAS E A UNIDADE DE PERFILAGEM ESTARÃO ALOCADOS DENTRO DA SONDA. (SHRI S. SHANKAR, WELL LOGGING TECHNIQUES AND FORMATION EVALUATION - AN OVER VIEW)	100
FIGURA 88 – FERRAMENTA DE PERFILAGEM ULTRASSÔNICA (HTTP://WWW.SLB.COM/~MEDIA/FILES/PRODUCTION/PRODUCT_SHEETS/WELL_INTEGRITY/CEMENT_BOND_LOGGING_TOOLS.ASHX)	101
FIGURA 89 – EXEMPLO DE TELA ACOMPANHADA PELO TÉCNICO DE MUD LOGGING. SÃO MOSTRADOS VALORES PERCENTUAIS DOS HIDROCARBONETOS ENCONTRADOS NA LAMA. (HTTP://WWW.PASON.COM/INDEX.PHP?OPTION=COM_CONTENT&VIEW=ARTICLE&ID=326&ITEMID=127) .	102
FIGURA 90 – CONFIGURAÇÃO POSSÍVEL PARA UMA FERRAMENTA DE MWD (HTTP://3.BP.BLOGSPOT.COM/-RBRZKMD0BqA/Tikrt067Z0I/AAAAAAAAAXQ/UFPu4JQJ460/s1600/MWD.JPG)	104
FIGURA 91 – PERFIL GERADO DURANTE UM LEAK OFF TEST. EM AZUL A CURVA DE PRESSÃO E EM VERMELHO A CURVA DE VOLUME DE LAMA BOMBEADO. (HTTP://A3.MZSTATIC.COM/US/R1000/112/PURPLE/v4/f9/c0/ef/f9c0ef5d-38b6-1a83-6423-98c12f5eac6e/mzl.dmtzcaxb.800x500-75.JPG)	106
FIGURA 92 – <i>DUMP BAILER</i> INSERIDO NO POÇO. EM VERDE TEM-SE A REPRESENTAÇÃO DO O CIMENTO ALOJADO NO INTERIOR DA FERRAMENTA. NA FIGURA DA DIREITA, COM O MECANISMO ACIONADO, O CIMENTO É LIBERADO NO POÇO. (HTTP://WWW.YOUTUBE.COM/WATCH?v=NbAn6xCdUG8)	110
FIGURA 93 – À ESQUERDA, O POÇO AINDA EM PRODUÇÃO E À DIREITA, O POÇO APÓS O ABANDONO. (KELM C. & FAUL R. WELL ABANDONMENT—A “BEST PRACTICES” APPROACH CAN REDUCE ENVIRONMENTAL RISK. 1999)	112
FIGURA 94 - BRIDGE PLUG (HTTP://WWW.BAKERHUGHES.COM/PRODUCTS-AND-SERVICES/COMPLETIONS/WELLBORE-INTERVENTION/REMEDIAL-AND-STIMULATION)	114
FIGURA 95 – RETENTOR DE CIMENTO (HTTP://WWW.DSTTOOLS.COM/RST_CTR3500.HTML)	115

1 Introdução

Na medida em que as demandas mundiais por energia crescem a cada ano, torna-se importante aumentar o volume de produção diária de petróleo. Para alcançar tal objetivo, é crucial que grandes esforços de cunho exploratório sejam feitos por parte das empresas operadoras.

Com o passar dos anos, as reservas de petróleo de mais fácil acesso foram sendo depletadas, obrigando as empresas a buscar acumulações em locais cada vez mais desafiadores, geralmente em mar aberto, longe da costa e a grandes profundidades. Este tipo de exploração é um desafio tecnológico que demanda muito conhecimento e competência técnica. Adicionalmente, o aumento de complexidade leva a um grande aumento dos custos envolvidos nas campanhas exploratórias. Assim, tem-se como resultado o alto risco do ponto de vista financeiro envolvido com a atividade de exploração petrolífera.

Manter as operações de uma sonda de perfuração no mar pode chegar a custar centenas de milhares de dólares por dia. Por tal razão, no mundo da perfuração, o parâmetro conhecido como “tempo de sonda” representa vultosas quantias de dinheiro. Nesse âmbito, a eficiência das operações diárias de uma sonda impacta expressivamente nos custos, criando a necessidade de diminuir ao máximo o tempo não produtivo durante a perfuração.

Outro fator determinante para que as operações sejam eficientes é cumprir com a legislação vigente. Nesse contexto, o Brasil é bastante rígido e os órgãos reguladores fiscalizam as operadoras para que todas as atividades sejam feitas dentro das conformidades.

1.1 Motivação

Com o advento da exploração em áreas de difícil acesso, cada vez mais se torna necessário aumentar o conhecimento técnico envolvido nas operações de perfuração de poços. Isso é crucial para que se possa otimizar os custos e minimizar os riscos envolvidos em campanhas exploratórias. A perfuração de poços envolve uma série de questões delicadas, como a segurança de pessoas, a integridade do meio ambiente e o sucesso econômico da companhia. É por tal motivo que o foco na realização de operações seguras é uma prioridade para a indústria. É importante ter em vista que um baixo índice de acidentes melhora a imagem da empresa perante aos

órgãos reguladores e à opinião pública, o que é determinante sobre o privilégio de operar que a companhia possui.

Outro fato motivador desse trabalho é a escassez de literaturas sobre operações de perfuração na língua portuguesa. Os aspectos de projeto e de engenharia de poços são muito estudados em cursos sobre perfuração. Por outro lado, apesar de serem igualmente importantes, os aspectos operacionais da perfuração não são abordados com a mesma ênfase. Dessa forma, este trabalho foi motivado também pela necessidade de criação de um conteúdo que possa ser usado pelas próximas gerações e que esteja alinhado com o que é feito pela indústria do petróleo atualmente.

1.2 Objetivos

O objetivo desse trabalho é contribuir com a indústria petrolífera bem como gerar uma fonte de material de aprendizado para as gerações futuras de engenheiros. A proposta é transmitir conhecimentos no que se refere aos campos operacionais da perfuração, mais especificamente detalhando as etapas de início do poço, de manobras da coluna, de assentamento dos revestimentos, de cimentação, de assentamento do conjunto riser-BOP, de término do poço e por fim, de abandono.

1.3 Organização do trabalho

Este trabalho está organizado de modo a contemplar uma série de questões importantes envolvidas com as operações de perfuração. Este trabalho está dividido em 8 capítulos, sendo o primeiro dedicado à introdução e o último às revisões bibliográficas. No capítulo 2 serão apresentados os sistemas fundamentais para a operação de uma sonda de perfuração.

O capítulo 3 e 4 apresentam as operações de perfuração nos ambientes terrestre e marinho. Nestes capítulos há o detalhamento de operações de rig up, início do poço, operações de manobra e descida de revestimentos em circunstâncias típicas de cada um dos ambientes. Em operações marinhas ainda são incluídas a descida da coluna de riser e a instalação do BOP.

No capítulo 5 são abordadas as operações frequentes e comuns à praticamente todos os poços perfurados. São operações de cimentação, de mud logging, de MWD/LWD e de Leak off test.

Por fim, no capítulo 6 o procedimento de abandono de poço será o foco. Serão discutidos os procedimentos de abandono temporário e abandono permanente bem como as diretrizes legais para fazê-lo segundo a ANP.

2 Sistemas Fundamentais de Uma Sonda de Perfuração

Com o intuito de ter um melhor entendimento do funcionamento da sonda, é indispensável ter uma visão geral dos principais sistemas envolvidos nas operações de perfuração.

2.1 Sistema Rotativo

O sistema rotativo de uma sonda é responsável por dar energia mecânica à coluna de perfuração. Deste modo, este sistema é a força motriz necessária para a broca perfurar as formações. Além da mesa rotativa e top drive, os sistemas responsáveis por aplicar e quebrar o torque entre as juntas de tubos também serão abordados nesta seção.

2.1.1 Mesa Rotativa

A mesa rotativa é um equipamento mecânico responsável por dar o torque na coluna de perfuração durante as operações e por suportar o peso da coluna durante as operações de manobra. Seu funcionamento tem como princípio fundamental a ligação de uma corrente (semelhante à corrente usada em bicicletas) e um motor que juntos transferem a energia mecânica para a coluna de perfuração e, conseqüentemente, para a broca. A utilização da mesa rotativa como ferramenta capaz de rotacionar a coluna de perfuração, depende do uso concomitante de outros equipamentos como o kelly e o swivel. Com a exceção de algumas sondas de terra, após o advento do top drive, a mesa rotativa passou a ser usada apenas para segurar o peso da coluna durante as manobras e para servir como acesso entre o piso da plataforma e o mar.

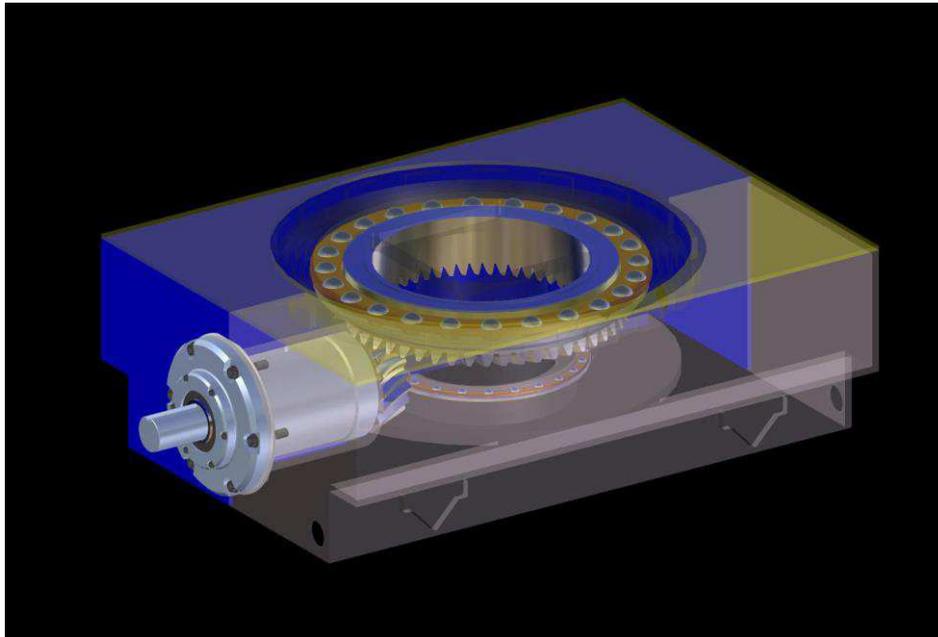


Figura 1 – Mesa rotativa

(<http://www.structuraldynamicsengineering.com/sitebuildercontent/sitebuilderpictures/RotaryTableAssy.JPG>)



Figura 2 - Conjunto mesa rotativa, Kelly e Kelly Bushing, adjacente é possível ver o Mouse Hole

(http://directionaldrilling.blogspot.com.br/2011/06/directional-drilling-and-its_28.html)

2.1.2 Top Drive

O Top drive é o equipamento responsável por dar o torque necessário à coluna de perfuração para que a broca possa, então, perfurar as formações rochosas. Este equipamento é uma alternativa mais eficiente ao uso da mesa rotativa e Kelly. Como vantagens podem-se citar:

- Permite economia de tempo;
- Pode lidar com seções de tubos que de 2, 3 ou até 4 juntas, reduzindo o número de conexões necessárias;
- Permite ao sondador rotacionar a coluna ou movê-la na direção vertical a qualquer momento;
- Provê mais potência para rotacionar a coluna;
- Permite resposta rápida no caso de kick;

A interface entre o top drive e a coluna de perfuração é feita através de um adaptador, conhecido como saver sub. Este sistema permite que a conexão entre o tubo e o top drive seja feita sem o auxílio de instrumentos de torque. Além disso, a utilização deste adaptador faz com que seja muito fácil trocá-lo sempre que houver desgaste, sem que haja a necessidade de substituir uma parte fixa do top drive.

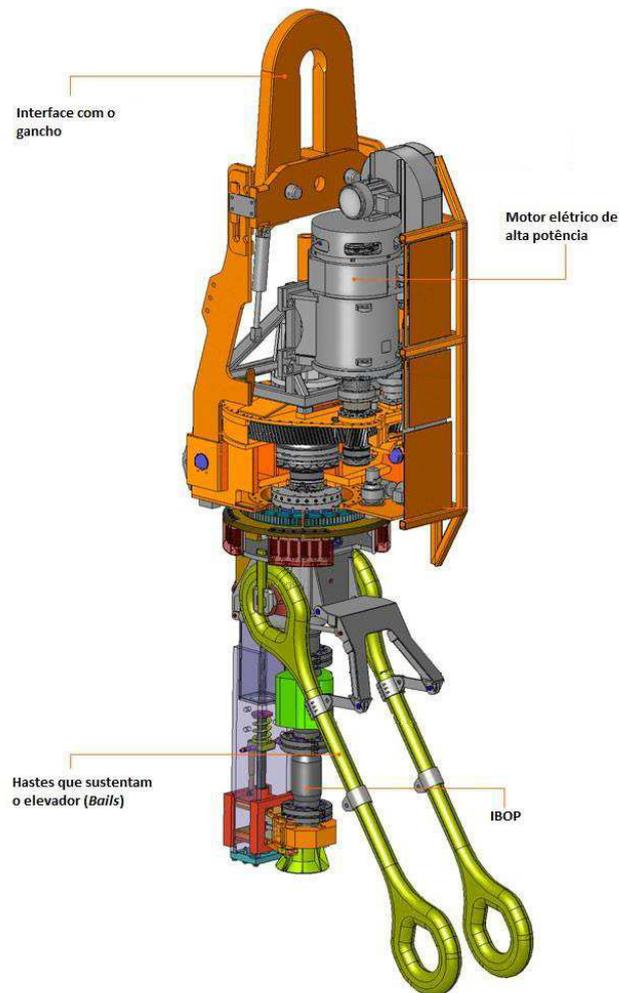


Figura 3 – Top drive e alguns de seus componentes
http://www.globaldrillingsupport.com/gds_top_drive_products.html



Figura 4 – Saver sub, interface entre o top drive e os tubos da coluna de perfuração.
(http://www.chinaogpe.com/showroom/606/html/product_Saver_Subs_for_Top_Drive_12_8474.html)

2.1.3 Kelly e Bucha do Kelly

O Kelly é um segmento de tubo especial cuja seção transversal é sextavada, quadrada ou octogonal. Este se encaixa na abertura de um dispositivo chamado bucha do Kelly. A bucha do Kelly por sua vez, se encaixa em um dispositivo conhecido como bucha mestre. A bucha mestre é uma pesada inserção de aço que se acomoda na mesa rotativa para sustentar o peso da coluna de perfuração (quando a cunha é assentada) e para transmitir o movimento de rotação à bucha do Kelly. Quando a mesa rotativa é rotacionada pelo motor, essa rotação é transmitida à bucha do Kelly e conseqüentemente ao Kelly. O Kelly se conecta através de sua extremidade inferior (tool joint) à última seção de drill pipe da coluna de perfuração e, dessa maneira, transmite a rotação da mesa por toda a coluna até chegar à broca. Visto que o Kelly pode deslizar livremente em relação à abertura na bucha do Kelly, ele acompanha a broca a medida que esta vai perfurando as formações. Em geral o Kelly tem cerca de 12 metros de comprimento, sendo essa a maior extensão que pode ser perfurada antes de ser necessário fazer uma conexão.



Figura 5 – Bucha do Kelly encaixada na bucha mestre.
(http://hackerinternational.com/images/products/Kelly_Bushing.jpg)

2.1.4 Chave Flutuante

A chave flutuante é utilizada para aplicar ou quebrar o torque¹ entre duas juntas de tubo. Para executar a tarefa são necessários dois desses equipamentos, um deles se fecha ao redor do tubo e impede que este deslize. A chave responsável por manter a coluna estacionária tem, na extremidade de seu braço, uma corrente presa à estrutura da torre. Desse modo ela é capaz de segurar firmemente a coluna, impedindo que esta gire junto com a segunda chave, possibilitando a aplicação do torque. Ao mesmo tempo, a segunda chave prende a junta superior de tubo. Esta chave está conectada ao guincho por um cabo, desta maneira é possível tensionar o cabo de modo a gerar o torque necessário na coluna. Todos os mecanismos de aplicação de torque são dotados de uma chave dinamométrica, dispositivo mais conhecido como torquímetro. Este aparelho permite que o torque exato seja aplicado à conexão, isto é, quando o torque ideal (dimensionado pelo fabricante) é alcançado o equipamento cessa a aplicação da força imediatamente. O torquímetro otimiza a aplicação do torque pois permite a aplicação do maior torque possível sem que haja danos nas rosca dos tubos.



Figura 6 – Chave flutuante

(http://www.tradenvv.com/chinasuppliers/mytwcx_p_123a8e/china-Type-SDD-Varco-HT100-manual-tongs.html)

Existem no mercado, modelos de chaves flutuantes hidráulicas (Power Tongs), mais utilizadas para fazer conexões de revestimento. Estes equipamentos são

¹ Quebrar o torque: Primeira etapa da desconexão de tubos com conexão rosqueada. Nesta etapa é aplicado o torque contrário necessário para promover a desconexão dos tubos.

mais usados para fazer conexões de revestimento. Sua capacidade de torque é alta e eles possuem um contato mais homogêneo com o tubo, o que permite que um torque grande seja aplicado sem que ocorram danos ao revestimento.

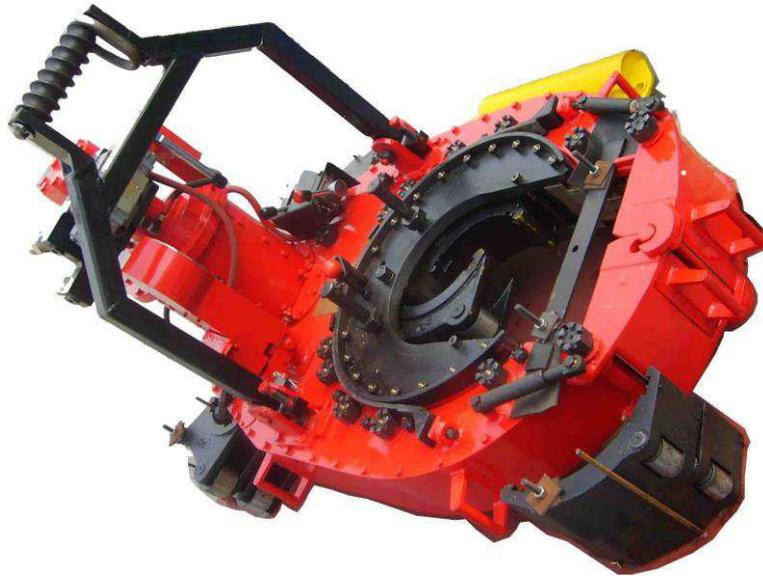


Figura 7 – Chave Flutuante Hidráulica

(<http://image.made-in-china.com/2f0j00HfaEjATtWuUY/Hydraulic-Power-Tong.jpg>)

2.1.5 Rotacionador de Tubos (Pipe Spinner)

Esta ferramenta é usada para enroscar/desenroscar tubos com grande velocidade. Em geral são adaptáveis a uma ampla gama de diâmetros de tubos. É importante mencionar que estes equipamento não tem a capacidade de dar o torque nas tubulações e por isto devem ser usados em conjunto com as chaves flutuantes.



Figura 8 – Rotacionador de tubos

(http://www.tradequip.com/search/main_image?listing_id=40001&type=equipdb&keywords=%20RAUCH%20MANUFACTURING%20-%20Listing%20%23%3A%2040001)

2.1.6 Iron Roughtneck

Este equipamento é utilizado para substituir o emprego das chaves flutuantes e do rotacionador de tubos. A parte de baixo do equipamento mantém a coluna estática enquanto a parte de cima tem a capacidade de enroscar rapidamente e aplicar ou quebrar o torque das conexões. Este equipamento fica instalado sobre um trilho, deste modo é possível trazer o equipamento para sobre a mesa rotativa durante as operações.

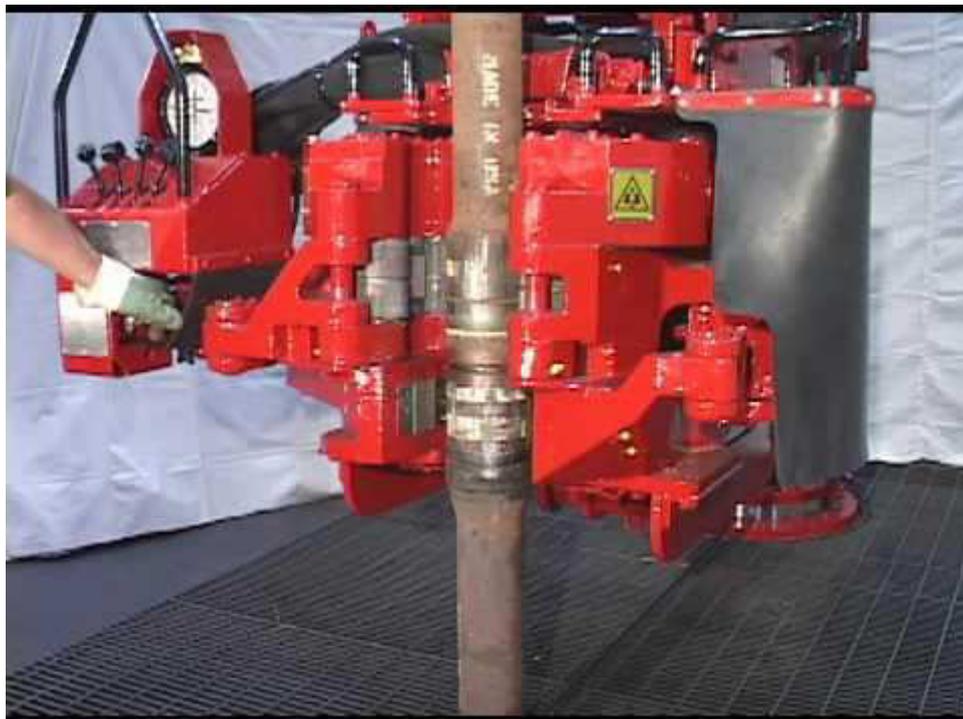


Figura 9 – Iron Roughneck em uso
(<http://i3.ytimg.com/vi/bBPiszqZnz4/hqdefault.jpg>)

2.2 Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração de energia de uma sonda funciona com base em motores movidos à diesel. Nas sondas mais modernas, estes motores são conectados à geradores elétricos, que por sua vez geram a energia para alimentar todos os sistemas da sonda. Em sondas mais antigas, os motores são ligados diretamente aos equipamentos por meio de correias e utilizava-se pequenos geradores elétricos para alimentar o sistema de iluminação e outros pequenos equipamentos que necessitam de energia elétrica. As sondas modernas podem chegar a necessitar de mais de 5MW de potência para sustentar sua operação.

Os sistemas de geração de energia em geral são dotados de um VFD (Variable Speed Drives). Este equipamento é usado para corrigir variações na potência requerida para alimentar os sistemas, de modo a fornecer potência de forma suave. A medida em que os equipamentos da sonda são ativados/desativados, a necessidade de potência varia e o VFD entra em ação para controlar os parâmetros do motor (frequência e voltagem). Na prática, este sistema protege o motor de sofrer com variações muito elevadas no torque e na corrente que poderiam levar o sistema à falha. Desta maneira, é possível garantir a segurança na operação e a integridade do motor, independentemente da necessidade de potência da unidade. Por fim, outra

função do VFD é promover uma economia de energia, que implica em um menor gasto de diesel pelo motor.

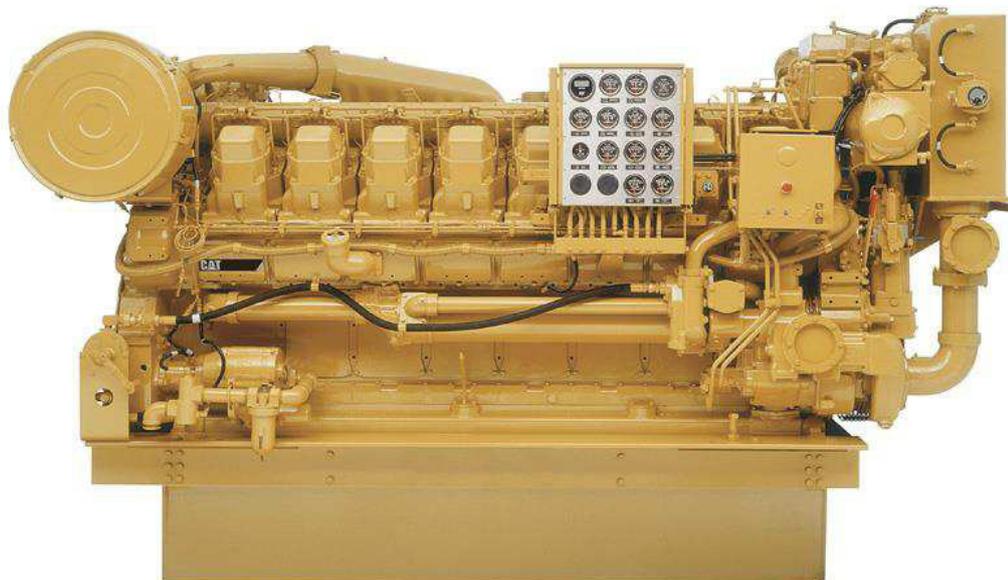


Figura 10 – Motor movido à diesel responsável pela geração de energia
(<http://gcaptain.com/wp-content/uploads/2013/03/3516full.jpg>)

Uma peculiaridade envolvida com as sondas de perfuração é que estes equipamentos em geral precisam ser alimentados por sistemas de corrente contínua. Como os geradores elétricos geram correntes alternadas, é muito importante que um retificador seja usado, transformando as correntes AC em DC. No caso das sondas, a necessidade de geração de potência é alta e, justamente por isto, o sistema de retificação mais usado é o chamado SCR (Silicon Controlled Rectifier).

2.3 Sistema de Movimentação de Cargas

O sistema de movimentação de cargas de uma sonda é responsável por transportar os tubos da coluna de perfuração e os revestimentos do local onde estão estaleirados até o momento em que são descidos no poço.

2.3.1 Guincho (Drawworks)

O guincho é um dos equipamentos mais importantes de um sonda de perfuração. Sua principal função é sustentar o peso da coluna de perfuração quando esta é descida ou retirada do poço. O guincho deve ser movido por um motor de alta potência para que as operações possam ser executadas. Apesar da grande potência do sistema, dependendo do peso da coluna a ser descida no poço, o guincho não é capaz de erguê-la por conta própria. É por

este motivo que é usado um sistema de polias que diminui o peso pelo qual o guincho é responsável por levantar.

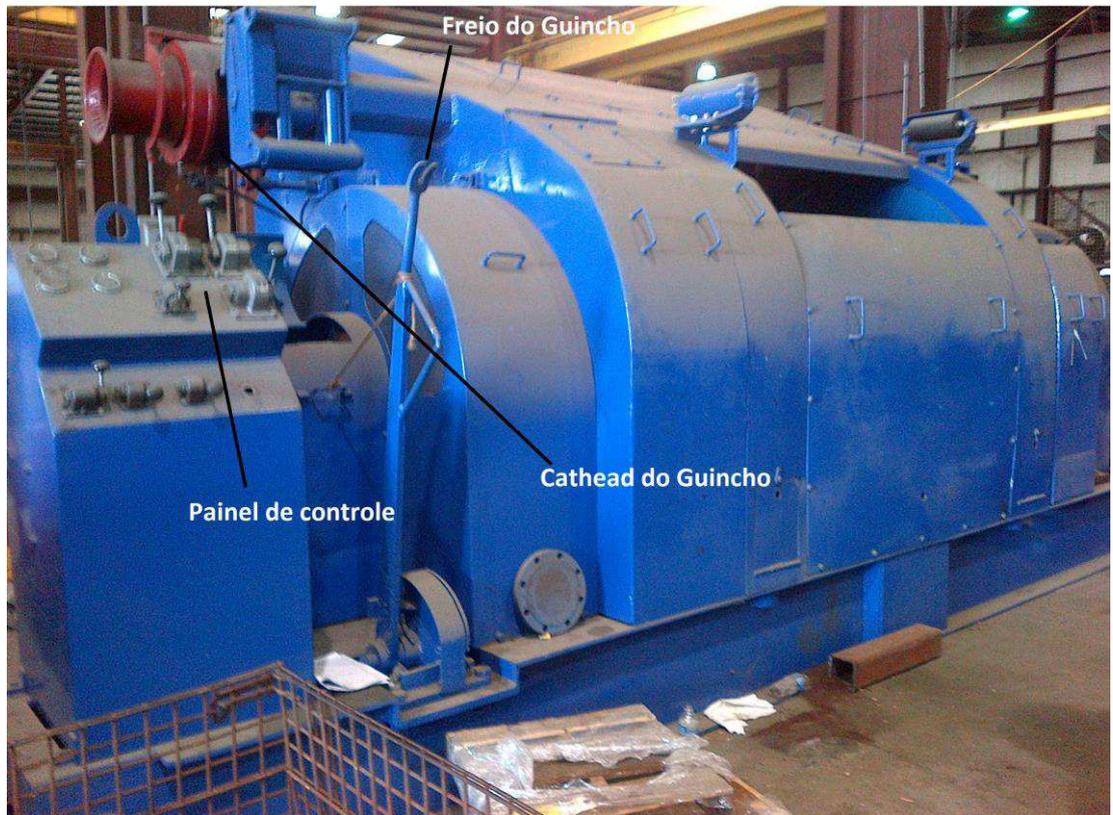


Figura 11 – Guincho (Drawworks).

(<http://www.masterrig.com/images/equipPics/eq17.jpg>)

2.3.2 Bloco de Coroamento e Bloco Viajante

O bloco de coroamento e bloco viajante fazem parte de um sistema de polias que permite ao guincho levantar um peso muito maior do que ele seria capaz caso fosse utilizada uma única polia. O sistema permite que uma série de polias móveis sejam utilizadas, desta maneira, a maior parte do peso se distribui na torre de perfuração. Quanto maior o número de polias móveis, menor é a força que o guincho deverá fazer para sustentar a coluna. Na equação abaixo, onde a força realizada pelo guincho é expressa em função do peso da coluna e do número de polias móveis no sistema (n).

$$F_{Guincho} = \frac{\text{Peso da Coluna}}{2^n}$$

O bloco de coroamento fica no topo da torre e é um simples sistema de polias fixas pelo qual os cabos do guincho serão passados.



Figura 12 – Bloco de coroamento no topo da torre de perfuração de uma sonda
(<http://i174.photobucket.com/albums/w117/yeti-monster/work/up%20the%20derrick%2017-08-09/DSCF3301.jpg>)

Outro equipamento utilizado para completar o sistema de polias é o bloco viajante, este aparelho é composto por uma série de polias móveis que são acopladas diretamente ao gancho que sustentará o sistema rotativo da sonda (top drive ou Kelly e swivel). Em um sistema de bloco de coroamento e bloco viajante com 5 polias, o guincho precisa suportar apenas $1/32$ do peso total da coluna de perfuração. Vale lembrar que por razão do empuxo gerado pela lama de perfuração no interior do poço, a força resultante a ser sustentada pelo sistema é uma diferença entre o peso da coluna e o empuxo.

Com alguma frequência, é importante trocar o cabo do guincho que está sustentando o top drive e a coluna de perfuração. Como o sistema funciona de maneira dinâmica, isto é, o top drive sobe e desce centenas de vezes ao longo da perfuração do poço, o cabo fica susceptível à sofrer falha por fadiga. Este tipo de falha mecânica em cabos de aço é conhecida pela indústria há décadas, deste modo, é imprescindível trocar os cabos do guincho com periodicidade. Para tal, o procedimento comum é rodar o carretel da linha morta, liberando um cabo ainda não usado para o guincho.



Figura 13 - Bloco viajante e gancho

(http://image.china-ogpe.com/pimage/1117/image/Hook_block_assembly_Product1117.jpg)

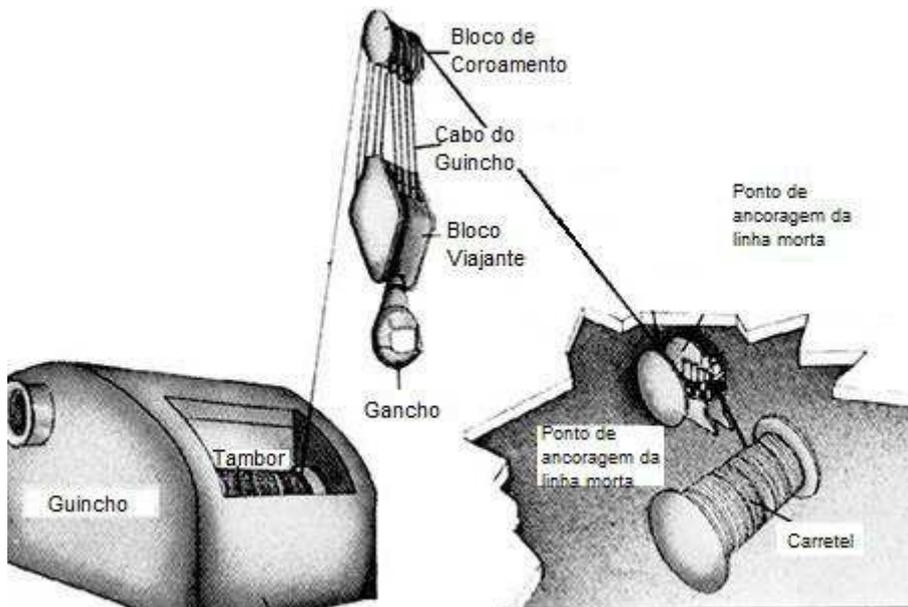


Figura 14 – Esquema do sistema de movimentação de cargas

(http://dc181.4shared.com/doc/QXPVpPkr/preview_html_m5536b41b.png)

2.3.3 Passarela de Tubos (Pipe Catwalk) e Prateleira para Tubo (Pipe Rack)

A prateleira de tubos é o local onde os tubos ficam estaleirados na posição horizontal. Já o sistema de esteira de tubos da sonda tem a função de posicionar as juntas de tubo de modo a ser possível movê-las rapidamente durante operações de manobra. Existem diversas maneiras de transportar os tubos do estaleiro de tubos até

a esteira de tubos. Isto pode ser feito de maneira automatizada, no caso de sondas providas de um sistema hidráulico automatizado. Neste sistema existem ferramentas capazes de mover os tubos do pipe rack em direção ao catwalk, que por sua vez empurra os tubos de modo que eles fiquem com uma parte de seu comprimento acima do piso da plataforma. No sistema não automatizado, guindastes são usados para mover os tubos.



Figura 15 – Estaleiro de tubos (Pipe rack) automático
(<https://www.youtube.com/watch?v=XWmSUwjWGZ4>)



Figura 16 – Esteira de tubos (Pipe Catwalk) de uma sonda de terra, os tubos ficam inclinados na rampa, com parte de seu comprimento acima do piso da plataforma
(http://www.sunmachinery.com/images/5036N_15.jpg)

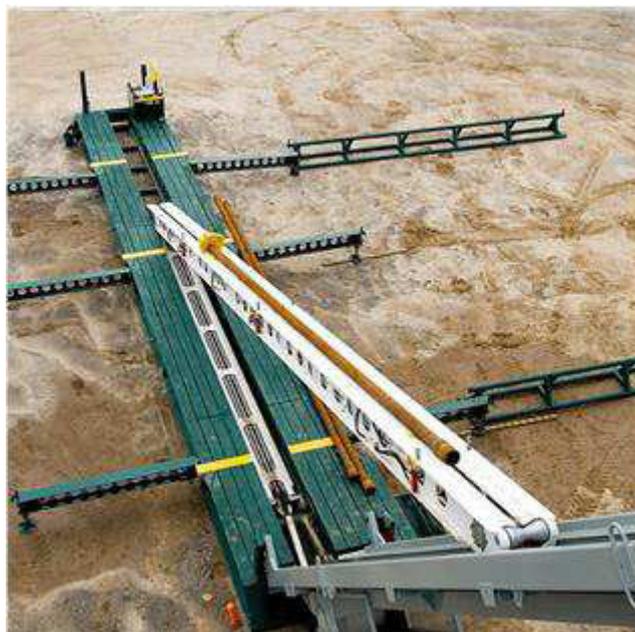


Figura 17 – Esteira de tubos automática

(http://www.iadc.org/committees/advanced_rig_technology/tvg/tech_value_guide_rev.htm)

2.3.4 Elevador de Tubos

O elevador é o equipamento usado para reduzir drasticamente o tempo das operações de manobra. Sua função é segurar os tubos, sejam eles revestimentos ou tubos da coluna de perfuração, de modo a movê-los com segurança e eficiência. Para fechar ou abrir seu mecanismo, o plataformista usa apenas as mãos e leva alguns poucos segundos para fazê-lo. Dependendo do diâmetro da tubulação, pode-se utilizar um equipamento análogo ao elevador, com funcionamento automático. Este equipamento pode ser denominado running tool.



Figura 18 – Elevador preso a uma coluna de revestimento de 36” de diâmetro
(<http://www.worldoil.com/uploadedimages/Issues/Articles/Dec-2011/WO1211-Rigs-Rig-Floor-Franks1.jpg>)



Figura 19 – Elevador levantando uma seção de revestimento e desenho esquemático do elevador
Fontes: http://www.worldoil.com/uploadedimages/Issues/Articles/Mar-2004/04-03_key-Pruner_fig1.jpg
<http://www.sapwellsglobal.com/img/CasingElevatorSideDoorType.png>



Figura 20 – Elevador de tubos

(<http://www.kruseasset.com/auction/137-250%20TON%20ELEVATORS.JPG>)

2.3.5 Iron Derrickman

A ferramenta conhecida como iron derrickman é utilizada como substituto da função conhecida como torrista (Derrickman). Este equipamento aumenta significativamente a segurança das operações pois a função de torrista demanda que uma pessoa fique na plataforma do torrista², a uma grande altura do solo. Existem registros de centenas de acidentes envolvendo estes trabalhadores e o simples fato de mecanizar este serviço diminui muito a incidência de acidentes nas sondas. O iron derrickman auxilia as operações de manobra pois pega os tubos estaleirados no cavalete de tubos³(fingerboard) e os coloca em posição para serem conectados ao top drive ou ao elevador. Podem também ser usados durante operações de remoção da coluna do poço, pegando os tubos recém removidos do poço e estaleirando-os no cavalete de tubos.

² Plataforma do torrista: Estrutura metálica construída no alto da torre de perfuração. Permite ao torrista mobilizar os tubos de perfuração, alinhando-os com o poço

³ Cavalete de tubos: Local em que as seções de tubo ficam armazenadas verticalmente na torre durante operações de manobra



Figura 21 – Iron Derrickman pegando uma seção de drill pipe com objetivo de conectá-la ao top drive
(<http://www.youtube.com/watch?v=fOBjkw0XGg>)

2.3.6 Tensionador de Riser, Anel Tensionador e Junta Telescópica

O tensionador de riser é um sistema fundamental para garantir que a coluna de riser estará sempre sobre esforços trativos. O tensionador de riser, permite que uma força constante, vertical e no sentido ascendente seja aplicada no riser independentemente da posição da sonda com relação ao solo marinho. Se o tensionador não fosse usado, sempre que a sonda se movesse para baixo devido à ação de uma onda, o riser sofreria flambagem. Por outro lado, sempre que a sonda se movesse para cima, a coluna de riser seria esticada. Toda essa variação nos esforços, além de deformar as juntas de riser, poderia causar falha por fadiga.

Esse equipamento funciona com base em um sistema de polias e fluido hidráulico sobre pressão. A equipe da sonda escolhe qual a tração que será aplicada ao sistema. Essa tração será então aplicada ao riser durante toda a perfuração, independentemente da posição da sonda. Quando a sonda sobe devido ao movimento das ondas, o cabo do tracionador é estendido e há uma alteração na pressão do fluido hidráulico o que faz os cabos tracionarem a coluna com mais intensidade. Quando a sonda desce e ocorre a alteração contrária e o sistema diminui a intensidade da tração aplicada à coluna.

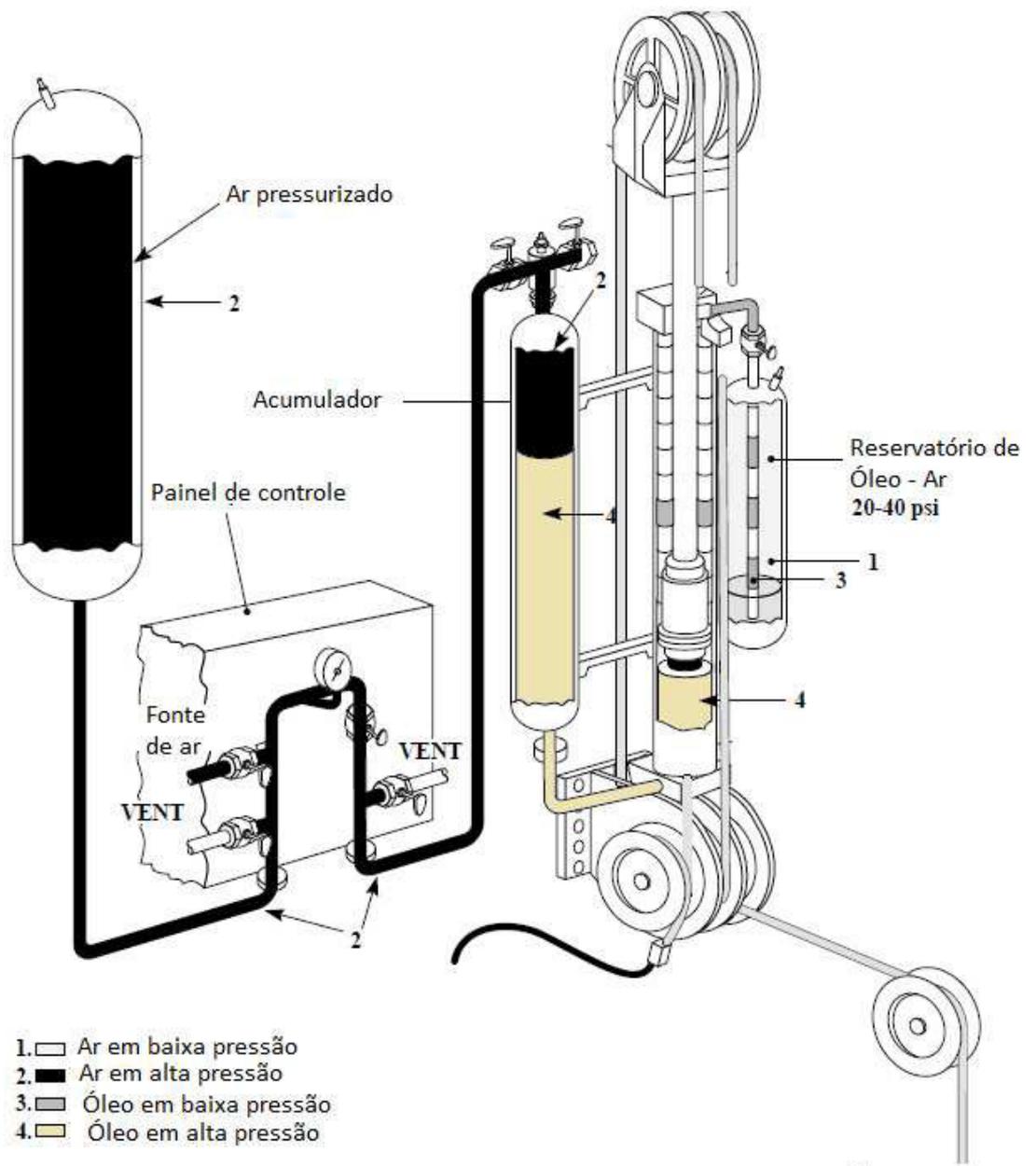


Figura 22 – Detalhe do sistema de tensionador de riser

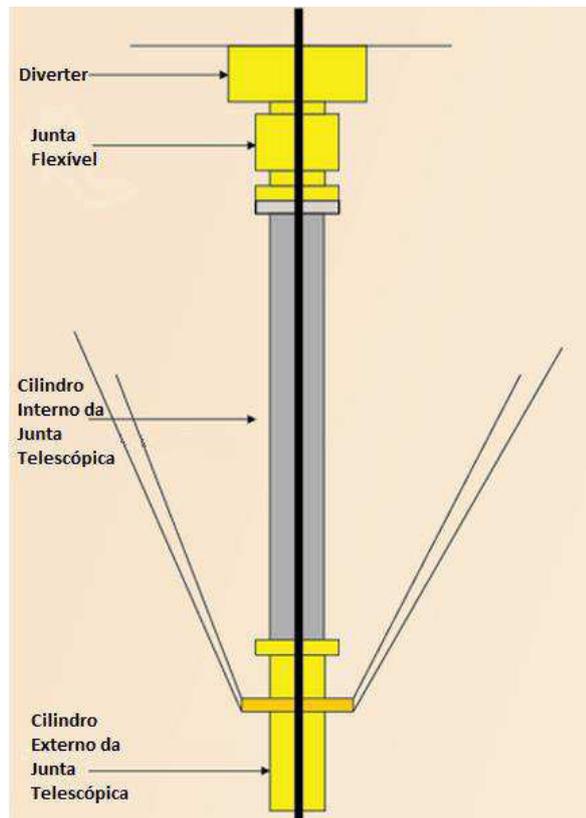


Figura 23 – Esquema simplificado do sistema de tracionador de riser e junta telescópica.
 (<http://www.drillingcontractor.org/bp-case-study-mpd-application-supports-hpht-exploration-17124>)

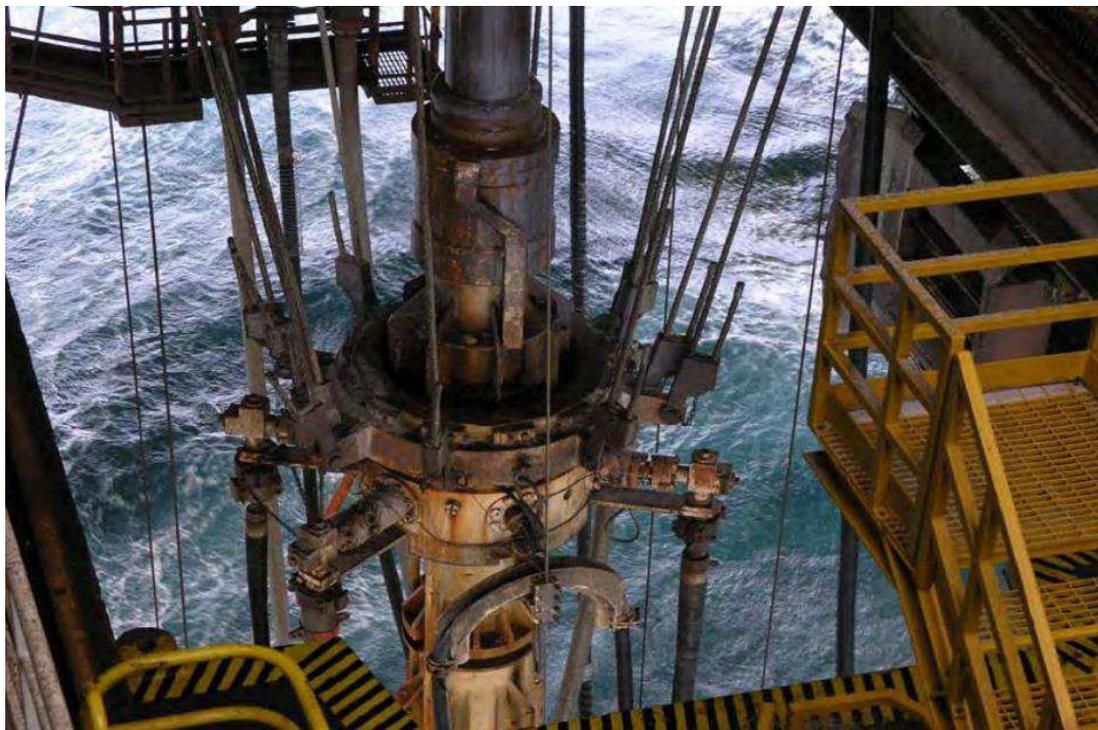


Figura 24 – Tensionador de Riser, junta telescópica e anel tensionador
 (<http://www.energyclaims.net/assets/Marine-Drilling-Riser-and-LMRP.pdf>)

2.4 Sistema de Circulação de Fluidos

O sistema de circulação de fluidos da sonda é responsável por bombear os fluidos de perfuração e a pasta de cimento para o poço. O fluido é fundamental para que seja possível construir o poço de forma adequada. As funções do fluido de perfuração são:

- Carrear os cascalhos para fora do poço
- Conferir pressão hidrostática ao poço
- Lubrificar e refrigerar a broca
- Depositar uma fina camada de reboco nas paredes do poço

Ao retornar do poço, o fluido está contaminado por uma série de elementos provenientes do poço. O primeiro destes elementos que precisam ser removidos são os cascalhos mais grossos, removidos nas peneiras de lama. Em seguida, o fluido passa por o dessiltador, responsável por remover as partículas mais finas, conhecidas como silte (partículas de 4 a 64 micron). Na sequência ele procede para o degaseificador, que removerá o gás e em seguida é condicionado novamente nos tanques de lama, onde espera para ser novamente bombeado para o poço.

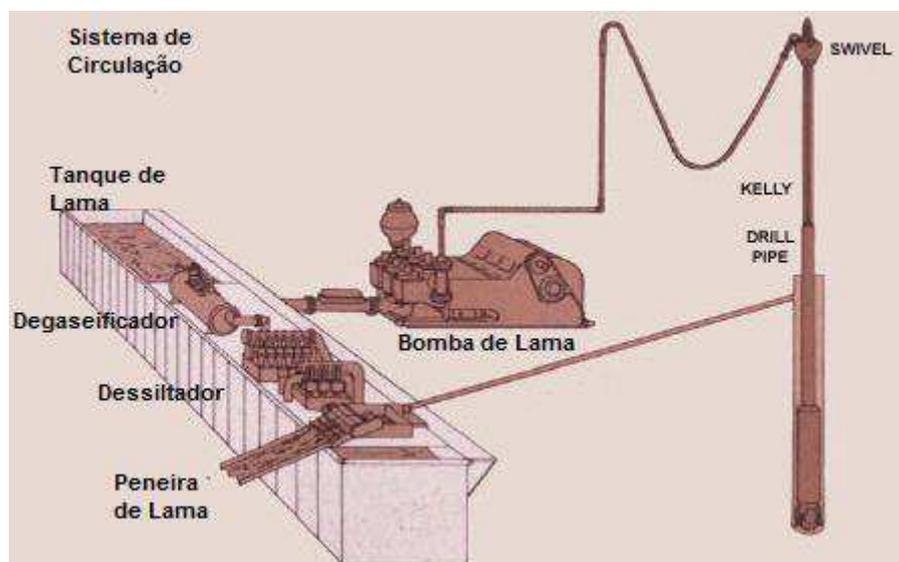


Figura 25 – Sistema de circulação de fluidos

(https://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/images/circulation_system_small.gif)

2.4.1 Bombas de Lama

As bombas de lama são mecanismos de deslocamento positivo. Estes equipamentos são compostos por um conjunto de cilindros, pistões e válvulas. Em

um momento o fluido é sugado e preenche o cilindro, na sequência o pistão é acionado e pressuriza o fluido em direção ao orifício de saída. As bombas de lama atuais, em geral são as do tipo triplex, isto é, estão dotadas de 3 cilindros trabalhando em paralelo. Já existem no mercado modelos de bombas com mais de três cilindros, estes novos equipamentos diminuem o ruído na lama e são benéficos às operações de LWD e Mud Logging.



Figura 26 – Bomba de lama quadruplex

(http://www.whitestarpump.com/PO/pump_quad.html)

Em poços profundos a necessidade de potência de bombeamento é altíssima. Mesmo fazendo-se uso de equipamentos que podem chegar a 7500 hp de potência, torna-se necessário fazer uso de várias bombas funcionando em paralelo. Deste modo é possível atingir maiores vazões de bombeio, necessárias para promover o carreamento dos cascalhos.

2.4.2 Peneiras de Lama

As peneiras de lama são usadas para remover os cascalhos da lama de perfuração. As peneiras são o primeiro ponto em que fluido vindo do poço entre em contato com a atmosfera, por este motivo, é também um dos locais mais potencialmente perigosos para se estar em uma sonda de perfuração. Se durante a perfuração entrar gás no poço (lembrando que existem gases tóxicos nas formações, como o gás sulfídrico), ele será liberado para atmosfera, podendo causar danos ou até mesmo a morte de trabalhadores que estejam nas redondezas. Com isto em mente, as sondas são dotadas de uma bateria de medidores de gás na região das peneiras,

possibilitando uma detecção rápida de qualquer gás nocivo que venha a contaminar a atmosfera. Por ser mais pesado que o ar, o gás sulfídrico se acumula em locais próximos ao chão, justamente por isto que os medidores devem ser dispostos mais próximos do solo. Além disto, nos arredores das peneiras de lama existem grandes ventiladores ou exaustores. Estes equipamentos são muito importantes para que, se houver vazamento de gás, a atmosfera sufocante/tóxica possa ser rapidamente ventilada.

O princípio de funcionamento das peneiras de lama é a utilização de telas em uma angulação levemente inclinada. Estas telas são capazes de segregar os cascalhos da lama, para tal, são constantemente vibradas por ação de um motor, fazendo com que os cascalhos sejam impelidos no sentido descendente. Em um certo momento, os cascalhos são retirados pela extremidade inferior das peneiras e seguem para tanques em que serão armazenados para que passem por posterior tratamento. A lama, já livre das partículas mais grossas, segue para o dessiltador. Por fim, uma consideração importante é o local escolhido para se posicionar as peneiras de lama. Deve ser um local aberto e longe de obstáculos naturais, de preferência a favor da direção preferencial dos ventos na região em que a sonda foi posicionada.

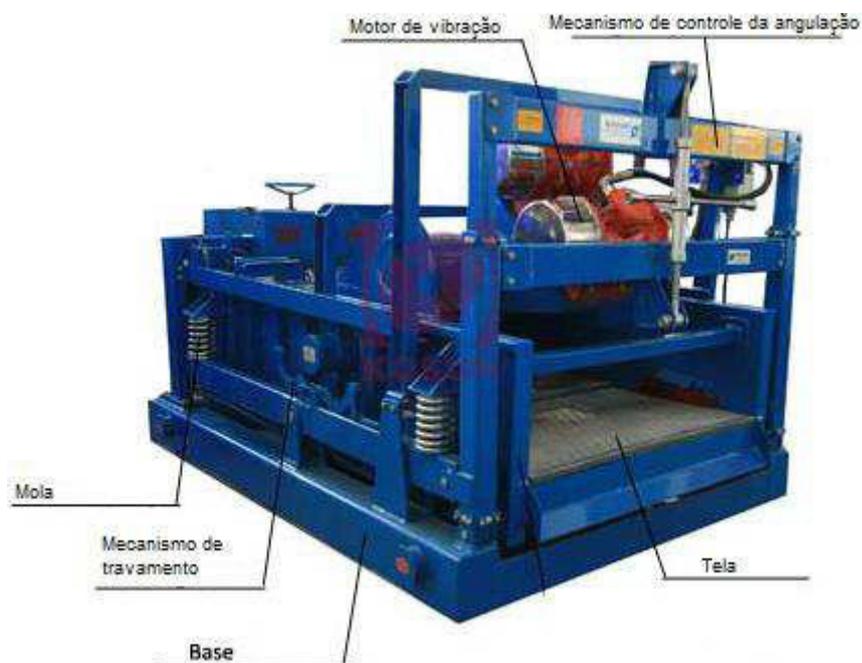


Figura 27 – Peneira de lama e alguns de seus componentes

(<http://mud-tank.com/wp-content/uploads/2012/08/KOSUN-Shale-Shaker-20120806.jpg>)

2.4.3 Desareiator

O mecanismo base de funcionamento do desareiator é um hidrociclone. Ele funciona por gravidade, segregando partículas maiores que um determinado

tamanho. O fluxo de lama entra no topo do hidrociclone, tangencialmente à suas paredes. Deste modo, por ação gravitacional, as partículas maiores e mais pesadas são eliminadas por baixo, junto com uma pequena quantidade de lama. Os rejeitos são então descartados. O fluido, por ser mais leve, sai por cima, no centro do orifício. Desta maneira, a corrente fica livre de areia e o fluido pode seguir para o dessiltador. Devido à grande vazão de fluidos, para operar a sonda em geral se usa uma bateria de hidrocilcones em paralelo.



Figura 28 – Desareizador. Nota-se os hidrociclones em paralelo.
(<http://www.prlog.org/12020490-hydrocyclone.jpg>)

2.4.4 Dessiltador

O dessiltador possui um princípio de funcionamento bastante semelhante ao sistema encontrado nos desareizadores. A diferença fundamental entre os dois sistemas é que o dessiltador utiliza um número maior de baterias de hidrociclones de menor porte. Os cones de menor tamanho permitem ao equipamento remover com mais eficiência partículas menores, desta maneira, faz-se necessário que os

dessiltadores estejam localizados à jusante dos desareiaadores. É importante notar que o dessiltador remove uma parte da baritina da lama junto com o silte. Isto pode acabar levando a uma diminuição da massa específica do fluido, podendo causar problemas.



Figura 29 – Em primeiro plano, pode-se ver o desareiaador. Em segundo plano, com uma quantidade maior de pequenos hidrocilcones pode-se ver o dessiltador.

(http://www.alejandro-vega.com/web_samples/PSImax2000/images/gallery/photos/desanderAndDesilter1.jpg)

2.4.5 Degaseificador

O degaseificador é um equipamento utilizado com o propósito de remover gás que esteja dissolvido na lama de perfuração. Para alcançar tal objetivo, o degaseificador diminui a pressão da lama, provocando uma expansão do gás e o coalescimento das bolhas, até que estas sejam segregadas do fluido. É muito importante remover o gás da lama pois ele diminui a densidade do fluido de perfuração, diminuindo a pressão hidrostática, o que pode levar a um kick. Existem dois tipos de degaseificador:

- À pressão atmosférica
- À vácuo

Os equipamentos que funcionam à pressão atmosférica são de construção mais simples, possuem menos partes móveis e são mais baratos. Apesar disto, estes

equipamentos tem uma menor eficiência para a segregação do gás, já que o gás se separa mais facilmente em pressões mais baixas. Os sistemas à vácuo são mais caros, tem mais partes móveis porém são mais eficientes. Para criar o vácuo no interior do degaseificador é usada uma bomba de vácuo. A maioria dos degaseificadores modernos apresenta uma estrutura interna que se assemelha a uma folha. Esta estrutura faz com que a lama flua em camadas finas, deste modo o gás precisa migrar por uma distância pequena até se separar totalmente da lama. Existem também degaseificadores horizontais que tem uma altura menor, sendo então mais adequados à locais em que existem limitações de altura.

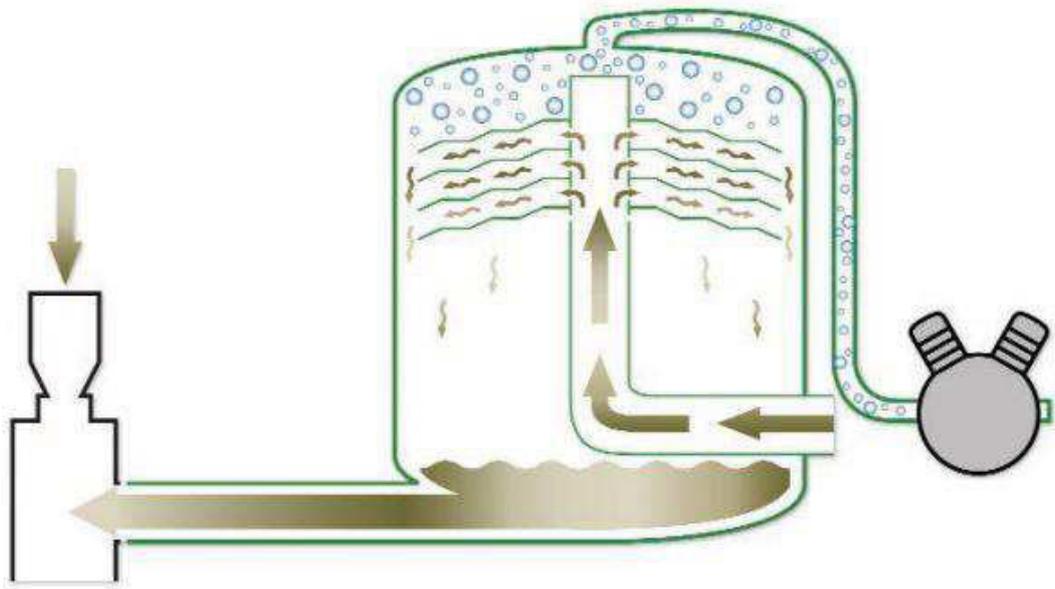


Figura 30 – Degaseificador

(<https://www.akersolutions.com/Documents/Drilling%20Technologies/Drilling%20fluid%20management/Vacu%20Flo%20Degasser.pdf>)

A lama misturada ao gás entra no aparelho, passa por os canais do tipo folha aonde o gás se desprende. Na saída do canal o gás, por ser mais leve, sobe e sai por cima e a lama já livre do gás sai por baixo. Em caso de um kick de gás, em que o volume a ser tratado de gás é muito grande, a lama passa por um sistema conhecido como poor boy. Este equipamento tem uma série de placas metálicas em seu interior, também com o objetivo de promover a maior área de contato possível. Este tipo de degaseificador, usado em situações de emergência é projetado para remover grandes quantidades de gás, imediatamente circulando-o por uma saída de ventilação, em geral localizada no topo da torre de perfuração.



Figura 31 – Poor boy, degaseificador utilizado para situações de kick
(<http://oilfield.gnsolidscontrol.com/wp-content/uploads/2009/08/Poor-boy-degasser.JPG>)

2.4.6 Unidade de Cimentação

A unidade de cimentação é um conjunto de bombas de alta potência e misturadores de cimento. Em geral, o tipo de bomba empregada também é de deslocamento positivo, em geral com 3 pistões. Estes equipamentos são capazes de misturar cimento, água e aditivos de modo a criar uma pasta com a composição correta. As bombas da unidade de cimentação necessitam de grande potência para que sejam capazes de bombear a pasta de cimento, altamente densa e viscosa. Além de bombear o cimento, estas unidades podem ser usadas como bombas de lama adicionais, além de serem também muito utilizadas para a realização dos testes de pressão no riser e no BOP.



Figura 32 - Unidade de cimentação

(http://www.offshore-technology.com/contractor_images/techzoneoilfield/2-image2.jpg)

2.5 Sistema de Segurança

O sistema de segurança de uma sonda de perfuração é fundamental para garantir a integridade das instalações, das pessoas e do meio ambiente. É este sistema que será responsável por controlar um influxo de fluidos para o interior do poço. As duas principais peças do conjunto de segurança são o BOP (blow out preventer) e o diverter. Além das duas principais ferramentas, existem também o IBOP, utilizado para impedir que um kick migre livremente pelo interior da coluna de perfuração.

2.5.1 LMRP (Low Marine Riser Package)

O LMRP é o equipamento instalado imediatamente acima do BOP, a interface entre os dois sistemas é projetada de modo que seja possível fazer uma desconexão rápida. Desta maneira, em caso de alguma emergência com a sonda como por exemplo um apagão do sistema de geração de energia ou a mudança repentina do tempo, a sonda se desconecta do BOP e o poço é deixado fechado. O LMRP contém um ou mais preventores anulares. Além de servir como mais uma barreira para fechar o poço, este preventor anular deve ser acionado em caso de desconexão do BOP com o LMRP, deste modo seria evitado o vazamento do fluido que está no interior do riser para o mar.

O conector entre o BOP e o LMRP é uma peça chave, fundamental para garantir a desconexão segura da sonda com o poço. O conector funciona com base em um sistema hidráulico, atuado automaticamente pelo sistema de controle da sonda caso as deflexões da coluna de riser ultrapassem 10 graus em inclinação com relação à vertical.

2.5.2 BOP

O BOP é um dos equipamentos mais importantes e indispensáveis durante a perfuração de um poço. Este equipamento é um conjunto de válvulas com funções específicas que se conecta diretamente à cabeça do poço. O BOP precisa ser capaz de isolar o poço e impedir a migração de fluidos que tenham invadido o poço. Para cumprir tal função, é importante que o sistema seja capaz de resistir a enormes pressões internas que podem chegar a 15000 Psi. Dependendo da aplicação, também deve ser capaz de resistir a grandes pressões externas (no caso de perfuração em águas profundas). Como a disciplina de controle de kick é tema para um outro trabalho, esta seção será focada na descrição dos elementos de vedação e nos métodos de controle do equipamento. Vale frisar que o foco desta seção não é o procedimento utilizado para combater um kick.

2.5.2.1 Mecanismos de Vedação

Como mencionado anteriormente, o BOP deve ser acionado em uma situação de emergência, para que seja possível evitar um Blowout. Existem dois tipos de mecanismos que constituem o BOP e que o conferem a propriedade de isolar o poço, são as gavetas e o preventor anular. Ambos os mecanismos serão descritos com mais detalhamento a seguir:

- Gaveta de Tubo: Elemento de vedação metálico constituído por duas placas fabricadas com um buraco na forma de um semi círculo na parte central de cada placa como indica a figura abaixo. A gaveta de tubos se fecha ao redor do drill pipe, isolando o anular do poço. As gavetas de tubo convencionais não possuem a capacidade de se fechar em tubos de diferentes diâmetros, isto é, não podem fechar-se sobre os comandos (drill collars) ou mesmo sobre o upset do drill pipe. Por esta razão, o sondador precisa saber exatamente em que posição (relativa ao BOP) a coluna de perfuração se encontra, o que resulta em uma probabilidade maior de sucesso no fechamento correto da gaveta de tubos. Atualmente, é usado pela indústria um modelo mais

moderno de gaveta de tubos, a do tipo variável. Esta gaveta é capaz de se fechar em uma faixa mais ampla de diâmetros de tubos, o que torna sua utilização mais flexível. Vale lembrar que a gaveta variável tem uma capacidade menor de resistir à pressão do que a gaveta convencional.



Figura 33 – Gaveta de tubos

(<http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=pipe%20ram>)



Figura 34 – gaveta variável

(http://i01.i.aliimg.com/img/pb/602/524/242/1271381534792_hz_fileserver3_105811.jpg)

- **Gaveta Cega:** Diferentemente da gaveta de tubos, esta válvula não possui um orifício no centro. Deste modo, a gaveta cega é utilizada para fechar completamente o poço quando não há nenhuma tubulação passando por dentro do BOP.

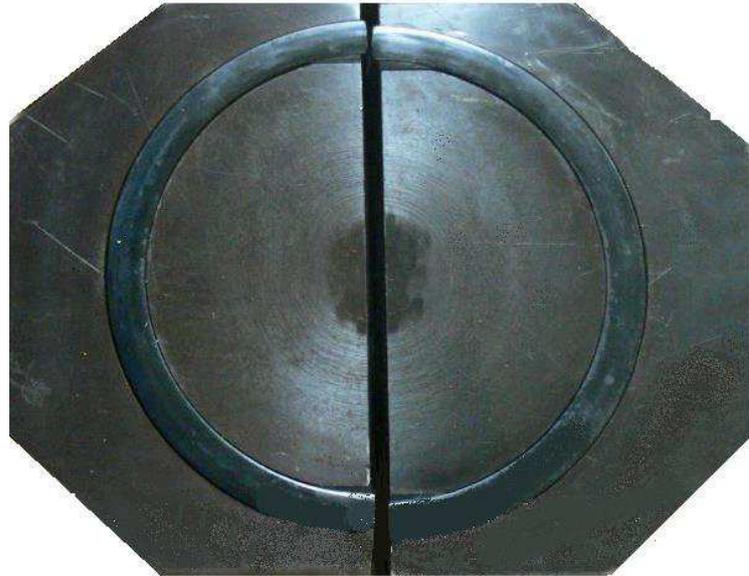


Figura 35 – Gaveta cega

(http://i00.i.aliimg.com/photo/v0/548048932/BOP_ram.jpg)

- Gaveta Cisalhante: Esta ferramenta é capaz de cortar a coluna de perfuração, selando assim o poço. A gaveta cisalhante é constituída por duas placas de aço especialmente dimensionadas para cortar drill pipes. É utilizada como um último recurso para evitar a perda de controle do poço. Existem gavetas cisalhantes com robustez suficiente para cortar comandos ou até mesmo juntas de revestimento.

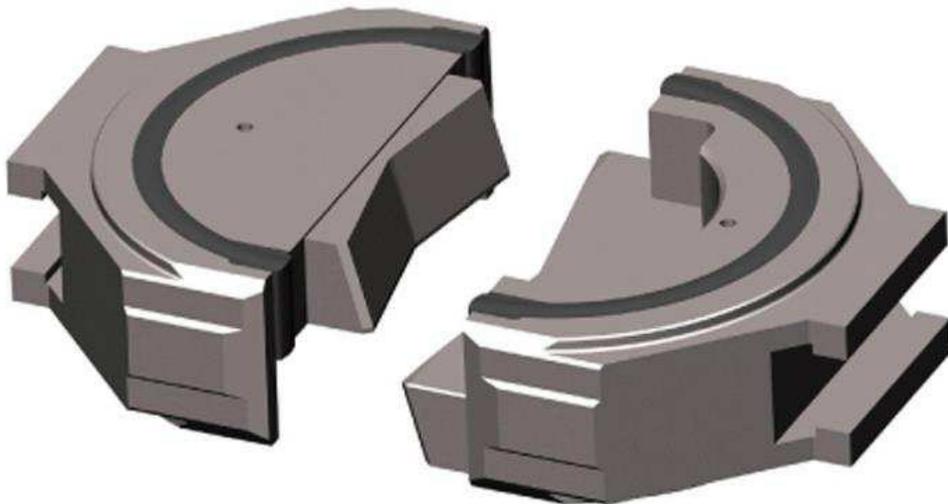


Figura 36 – Gaveta Cisalhante

(<http://www.boptech.cn/en/UploadFiles/2009526152018508.gif>)

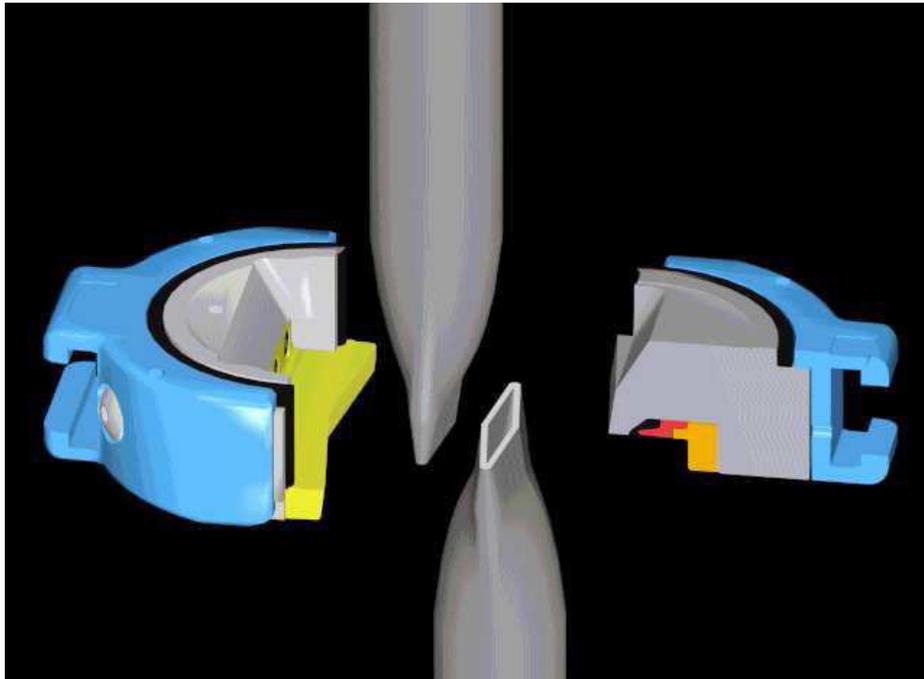


Figura 37 – Tubo cortado pela ação de uma gaveta cisalhante
(Lima, H. III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços e Estimulação. 2009)

- **Preventor Anular:** O preventor anular é uma ferramenta acionada para isolar o espaço anular do poço. Este equipamento não faz parte da classe das gavetas, o material que o constitui é elastomérico, isto é, ele é feito de borracha. Desta maneira, o preventor anular tem a capacidade de se moldar em qualquer formato e pode selar o poço independentemente da seção transversal de tubo que estiver introduzido no poço (pode até se fechar ao redor do Kelly, que não possui a seção transversal circular). Outra característica importante do preventor anular é que ele permite a realização de operações de controle de poço conhecidas como stripping. Neste tipo de operação, uma coluna é forçada pelo interior do BOP enquanto a pressão do kick no interior do poço continua sobre controle. A possibilidade de realizar um stripping permite uma maior flexibilidade operacional no caso de um kick, fornecendo uma alternativa eficaz para retomar o controle do poço. O sucesso desta operação depende de um controle preciso da pressão de fechamento do preventor, de modo que a coluna consiga passar para dentro do poço e o gás não consiga migrar para fora do BOP. Um fato importante sobre o preventor anular é que ele não pode ser pressurizado na mesma proporção que as gavetas anulares, já que isto poderia provocar danos ao elemento elastomérico.

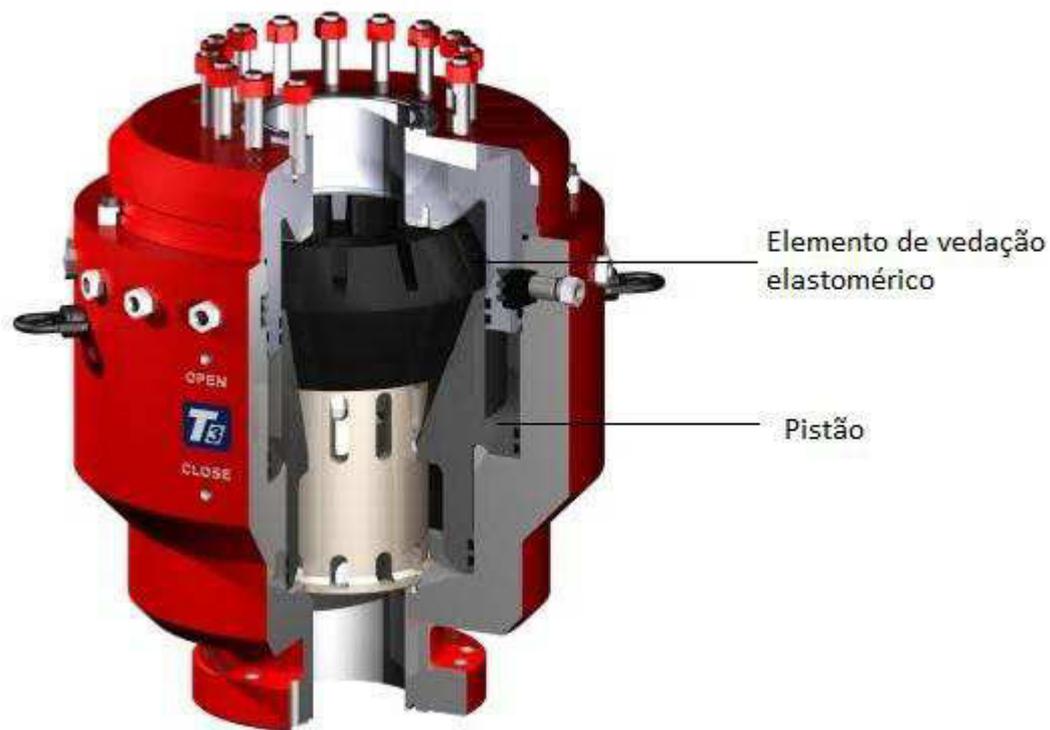


Figura 38 – Preventor anular. O elemento elastomérico é acionado por ação do pistão que por sua vez é deslocado por fluido hidráulico sobre pressão.

(http://2.bp.blogspot.com/_QcWbMIMo3LQ/TCQEloadzwI/AAAAAAAAAYE/fZA2mCI6XgM/s400/image004.jpg)

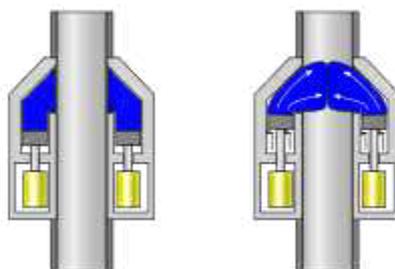


Figura 39 – Preventor anular. Na figura da direita o elemento elastomérico fechando o poço.

(http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/5/5c/Annular_BOP.svg/220px-Annular_BOP.svg.png)

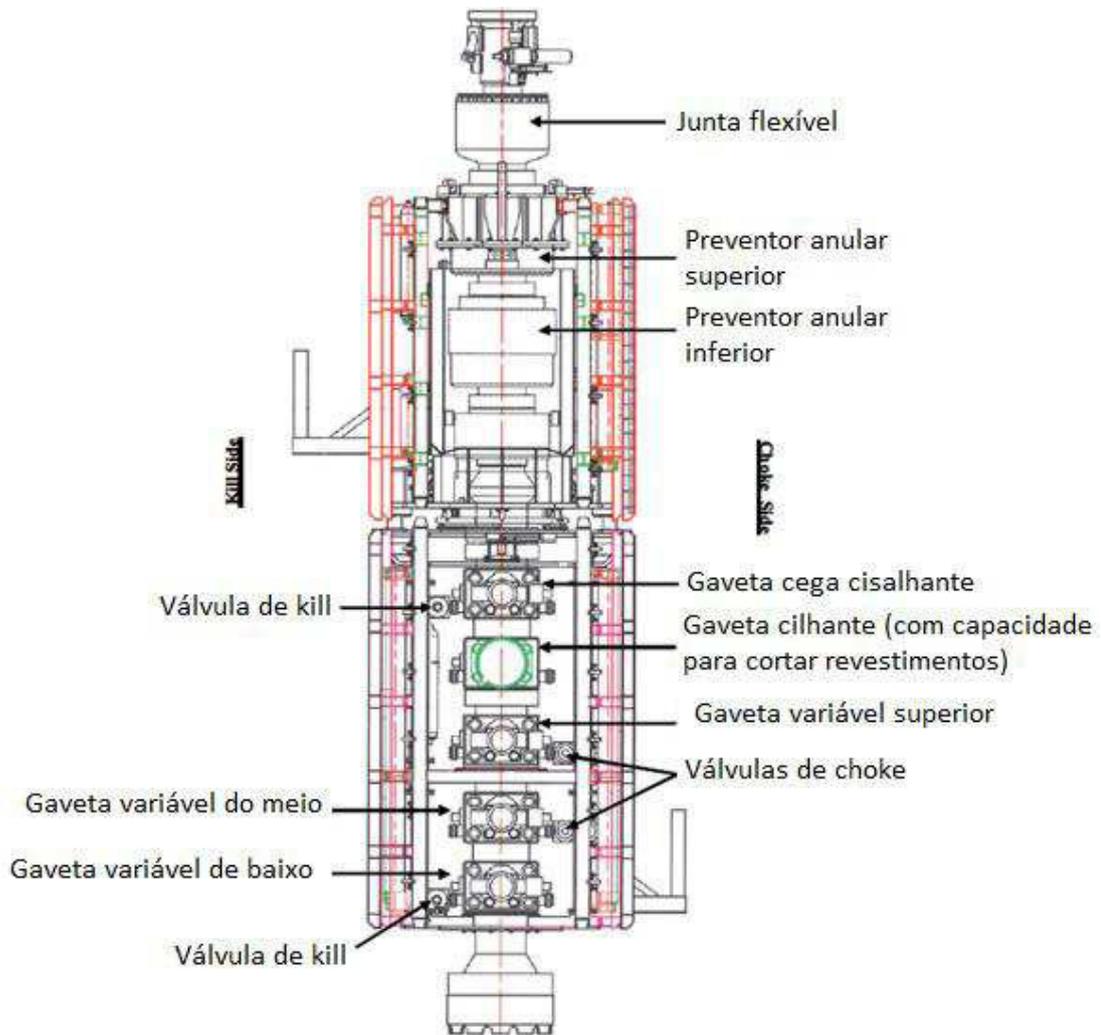


Figura 40 – Figura de um BOP submarino

(http://oilonline.com/default/Magazine/JULY%202011/pg_44_port_side.jpg)

Por mais que a sonda de perfuração seja dotada de um sistema eficaz de posicionamento dinâmico, é rotineiro que haja um deslocamento da sonda devido à ação de ondas ou correntes. Essa movimentação da sonda causa um deslocamento de toda a coluna de riser que por sua vez está conectada ao LMRP. Por este motivo, no topo do LMRP, existe um equipamento conhecido como junta flexível. Este equipamento confere ao sistema um maior grau de flexibilidade mecânica, isto é, permite maiores deflexões da coluna de riser. A junta flexível pode trabalhar com deflexões de até 10 graus, o que reduz muito os momentos fletores que precisam ser suportados pela cabeça do poço.



Figura 41 – Junta flexível

(http://lh6.ggpht.com/_KXILr4Mnvp0/TCp5owaMwXI/AAAAAAAAADVc/WW7jRwa2vCM/s576/Flex%20Joint%20Assembly.jpg)

2.5.2.2 Mecanismos de Controle

Para que o BOP seja capaz de desempenhar sua função de maneira eficaz, é necessário que o mecanismo de controle forneça força suficiente para que os atuadores possam controlar a imensa pressão gerada por um kick. Por este motivo, o sistema de controle é tão importante quanto os mecanismos de vedação. Para um BOP projetado para utilização em terra, o mecanismo de controle é mais simples e consiste em uma unidade acumuladora de pressão. Esta unidade também é utilizada para operações offshore, com a diferença que as utilizadas para perfuração no mar costumam ser bem maiores.

A unidade de acumulação possui garrafas acumuladoras de pressão que em seu interior são dotadas de um diafragma. O diafragma é usado para segregar gás e fluido hidráulico. Inicialmente, as garrafas estão cheias de gás, em seguida, uma bomba bombeia fluido hidráulico para o interior da garrafa, aumentando a pressão interna para cerca de 3000 psi. Cada garrafa, contém um volume de 5 galões de fluido hidráulico utilizável que, em caso de necessidade, são rapidamente bombeados para um manifold de controle. Neste manifold, existe uma série de válvulas que controlam para qual gaveta o fluido hidráulico pressurizado será enviado. Por fim, quando a pressão nas garrafas cai, um sistema de bombas bombeia mais fluido hidráulico de um reservatório para as garrafas, restaurando a pressão de trabalho de 3000 psi.

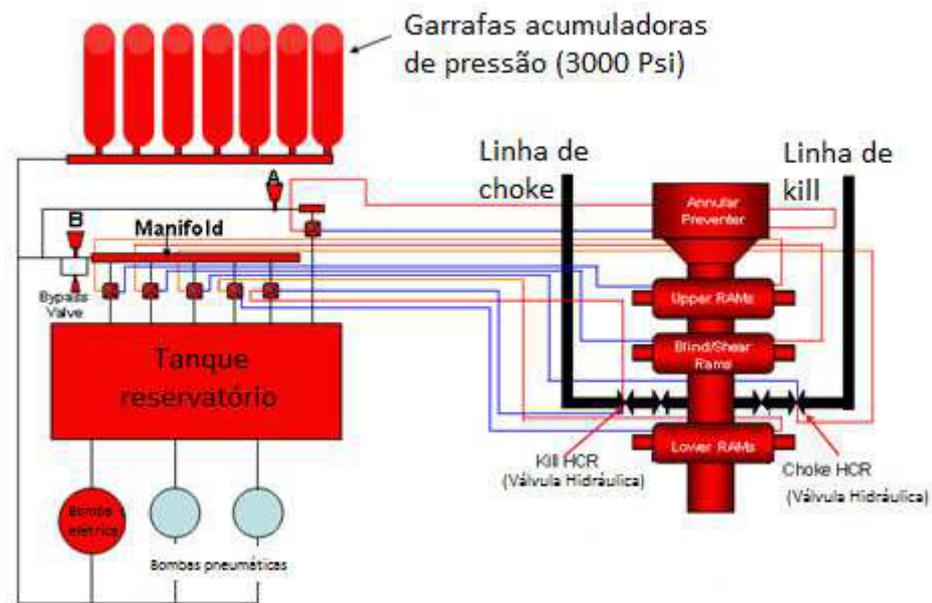


Figura 42 – Mecanismo de controle do BOP

(<http://www.drillingformulas.com/wp-content/uploads/2011/04/34-accumulator-precharge-system-2.jpg>)

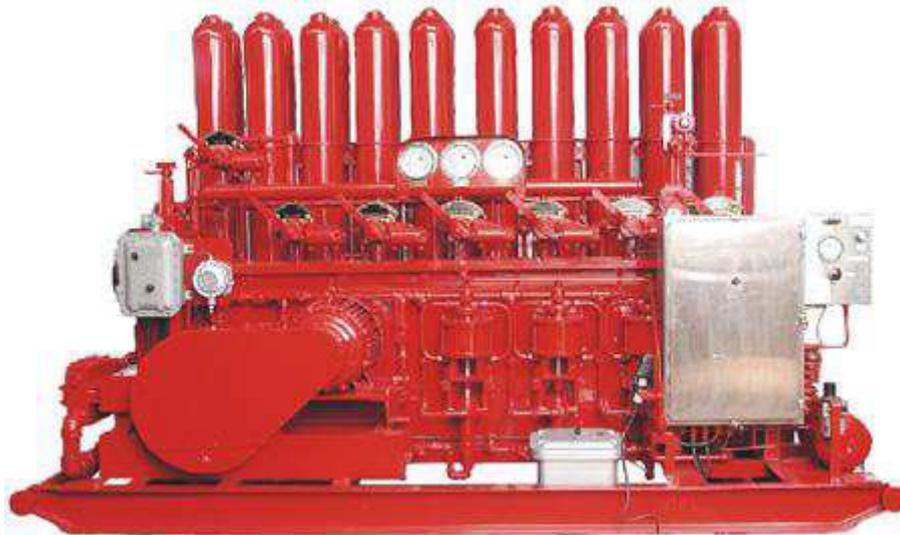


Figura 43 – Unidade de acumulação de pressão

(<http://www.stsproductsinc.com/images/bop1.jpg>)

Em um BOP submarino, também existem garrafas acumuladoras de pressão, acontece que seu acionamento deve partir da superfície. Por tal motivo, o mecanismo submarino não pode ter uma interface homem máquina direta. Existem algumas formas de acionar as garrafas, são essas:

- Sinal elétrico enviado da superfície através de um cabo
- Sinal acústico transmitido através da água e emitido por um transdutor sônico
- Intervenção direta do ROV

- Sistema de controle e automação da sonda que envia sinal elétrico no caso de uma emergência, sistema conhecido como deadman switch

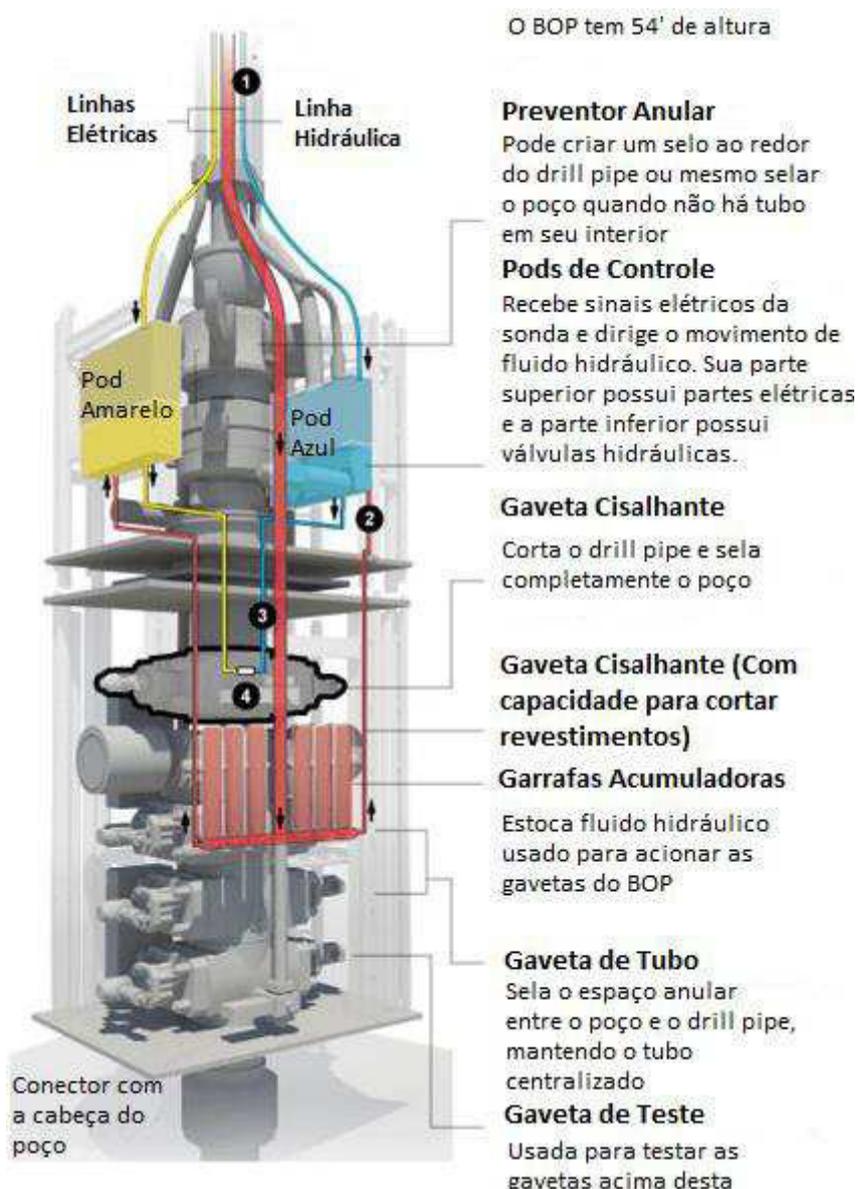


Figura 44 – BOP submarino

(http://www.nytimes.com/interactive/2010/06/21/us/20100621-bop.html?_r=0)

2.5.2.3 Linhas de Choke e Kill

As linhas de choke e kill são fundamentais durante operações de controle de poço. Sua função é acessar o poço e circular fluidos de kick para fora do poço de forma controlada. A linha de kill geralmente é usada para bombear fluido de perfuração mais pesado para dentro do poço durante operações de controle de poço. Esta linha fica conectada diretamente às bombas de alta potência da sonda. A linha de choke é conectada ao BOP e possui uma válvula de acionamento hidráulico que controla a abertura entre a linha e o poço. Desta maneira é possível circular os

fluidos pressurizados do interior do poço de forma controlada. As linhas de choke e kill são igualmente dimensionadas e podem ser usadas tanto para bombear fluidos para o poço ou para circular fluidos de kick. A diferença de nome serve para diferenciar as linhas de acordo com as diferentes funções para as quais as linhas são utilizadas. Na figura 40 é possível ver as válvulas de entrada das linhas de kill e choke.

Os fluidos circulados através das linhas de kill são direcionados para o choke e kill manifold. Este equipamento é responsável por coletar e distribuir os fluidos que alcançam a superfície durante o kick de acordo com sua composição. O manifold é um conjunto de válvulas que podem ser acionadas manualmente e que controlam o caminho de escoamento dos fluidos.



Figura 45 – Choke and kill manifold

(<http://www.rmenergy.com/portals/0/images/ProductionSolutions/T3/CKManifold%201.png>)

2.5.3 Diverter

O diverter é um sistema instalado na superfície que redireciona para longe da sonda qualquer fluido de kick que tenha passado para o interior da coluna de riser, antes do fechamento do BOP. O diverter é importante pois reduz drasticamente o risco de explosão no caso de um kick que tenha alcançado o riser. O fluxo redirecionado pelo diverter é enviado para o separador conhecido como poor boy, no

qual haverá a separação da maior parte do gás do líquido. O gás separado é então canalizado por uma tubulação que o leva até o topo da torre de perfuração, onde é liberado para a atmosfera.



Figura 46 – Diverter

(http://site.ge-energy.com/businesses/ge_oilandgas/en/literature/en/downloads/capital_drilling_equipment.pdf)

2.6 Sistema de Monitoração

O sistema de monitoração da sonda engloba toda uma sorte de equipamentos que estão dispostos na cabina do sondador e que são usados para monitorar parâmetros importantes da perfuração. Estes equipamentos podem ser analógicos ou digitais, as sondas mais modernas e automatizadas possuem sistema digital. Os principais parâmetros a serem monitorados por estes instrumentos são:

- Taxa de Penetração da broca (ROP): Mede a velocidade com a qual a broca atravessa as formações rochosas. Fornece um bom indicador do estado de deterioração da broca, além de indicar se a broca escolhida é adequada para perfurar aquele tipo de rocha. Em circunstâncias de kick, a taxa de penetração costuma aumentar consideravelmente, o que também pode indicar problemas de controle de poço.
- Peso na broca (WOB): O peso sobre a broca é um parâmetro importante que precisa ser controlado com atenção pois um peso excessivo na

broca pode causar uma série de problemas geomecânicos no poço, bem como problemas na própria coluna de perfuração.

- **Peso no gancho (Hook load):** O peso no gancho indica qual a carga que o gancho está suportando. Todas as sondas tem um valor limite de peso no gancho que não pode ser ultrapassado. Esta limitação se deve à resistência do cabo, da força que o guincho é capaz de fazer para movimentar a coluna e até mesmo o peso que a estrutura da torre pode suportar. O valor de peso no gancho é inversamente proporcional ao valor de peso na broca, já que aliviando o peso sustentado pelo sistema, mais peso será aplicado sobre a formação pela broca.
- **Altura do Kelly ou Top Drive:** Parâmetro que indica em qual posição relativa ao piso da plataforma está o top drive ou o Kelly. Guia o sondador com precisão ao longo de diversas operações da sonda, inclusive as operações de manobra.
- **Torque e arrasto:** O torque disponibilizado à coluna na superfície não é exatamente o mesmo torque disponível à broca no fundo do poço. Isto ocorre pois a coluna de perfuração sofre diversos atritos com elementos do poço ao longo da perfuração. O arrasto é a diferença entre o peso da coluna medido enquanto esta é movimentada e o peso medido enquanto esta é mantida estática. Estas duas medidas estão intimamente relacionadas já que estão ambas intrinsecamente ligadas ao atrito da coluna de perfuração com as paredes do poço. Estes parâmetros são críticos em poços de grande extensão horizontal ou com perfil em “S”.
- **Volume de Lama no Tanque:** O volume de lama no tanque é o indicador mais claro e simples para demonstrar a ocorrência de um kick. Quando há um influxo de fluidos da formação para o poço, o volume no tanque de lama aumenta e isso pode rapidamente ser detectado pelo técnico responsável (mud logger).
- **Peso da Lama:** O peso da lama tem relação direta com a pressão hidrostática no fundo do poço.
- **Temperatura da lama**
- **Pressão de saída da bomba de lama**
- **SICP (Shut in casing pressure) and SIDPP (Shut in drill pipe pressure):** O parâmetro de shut in drill pipe pressure é importante em situações de kick pois ele mostra exatamente a diferença entre a pressão do kick e a

pressão hidrostática do poço. Como a lama no interior do drill pipe é de densidade conhecida, a SIDPP permite ao sondador saber exatamente o valor da pressão da formação no fundo do poço. Já a SICP é a pressão medida na altura da sapata do revestimento mais profundo já assentado do poço, imediatamente acima da fase que se está perfurando. Essa pressão deve ser monitorada para que se possa garantir que o aumento da pressão gerado pela migração do kick vai ser controlado, a ponto de não levar ao fraturamento da formação abaixo da sapata.

- Frequência de rotação da coluna



Figura 47 – Unidade de monitoração de parâmetros combinando medidores analógicos e digitais.
 (http://www.nov.com/Drilling/Instrumentation_Data_Acquisition/Drilling_Monitoring_Systems.aspx)



Figura 48 – Tela usada para o acompanhamento de parâmetros de perfuraç
(http://www.nov.com/Drilling/Instrumentation_Data_Acquisition/Drilling_Monitoring_Systems.aspx)

2.7 Ferramentas

Uma série de ferramentas com as mais variadas funções são usadas ao longo das operações.

2.7.1 Cunha

As cunhas são utilizadas para que se possa deixar todo o peso da coluna de perfuração ou de revestimentos sobre a mesa rotativa. Desta maneira, se faz possível fazer todo o tipo de manobras da coluna. As cunhas encaixam na bucha mestre da mesa rotativa e, como possuem estruturas capazes de segurar os tubos, os mantêm estáticos em posição por quanto tempo for necessário.



Figura 49 – Cunha

(http://www.grizzlyinc.ca/userimages/Image/rotary_slips/image002_resized.jpg)

2.8 Riser de Perfuração

O riser de perfuração é uma tubulação de grande diâmetro que liga o LMRP (Low Marine Riser Package) à sonda. Sua principal função é servir como caminho para que o fluido de perfuração possa ser circulado por dentro do poço e retornado à superfície, sem que haja contato com a água do mar. Além da tubulação principal, o

riser possui em sua estrutura linhas auxiliares. Entre estas estão as linhas de choke e kill, usadas durante as operações de controle de poço.

Como o riser tem um grande diâmetro interno, a lama retornando por dentro do poço (revestimento com diâmetro menor) sofre uma grande redução de sua velocidade quando entra no riser. Isto piora consideravelmente a capacidade de carrear os cascalhos para a superfície. Para mitigar esse problema, é também parte do riser a linha de mud booster. Esta linha é usada para injetar uma quantidade adicional de lama na base do riser, de modo a aumentar a velocidade do fluxo no interior da tubulação. Dessa forma, os cascalhos podem ser melhor carreados até a superfície. Por fim, o riser também contém linhas que levam fluido hidráulico para a atuação de alguns equipamentos submarinos.

É muito comum que as juntas de riser sejam recobertas com uma camada de material flutuante, o que gera uma flutuação levemente positiva do riser quando submerso. Além disso, o flutuador também funciona como um isolante térmico.



Figura 50 - Juntas de riser, é possível notar as demais linhas além da tubulação principal.

(<http://www.akersolutions.com/Documents/Drilling%20Technologies/Drilling%20risers/Updated-brochure-with-fold-out-low-res.pdf>)

Para que o top drive possa mover o riser com eficiência, é acoplado a ele um sistema conhecido como riser running tool. Esse equipamento se encaixa de forma rápida e eficiente à extremidade do riser, permitindo que este seja movido com segurança pelo piso da plataforma.



Figura 51 - Riser Running Tool

(<http://www.akersolutions.com/Documents/Drilling%20Technologies/Drilling%20risers/Updated-brochure-with-fold-out-low-res.pdf>)

3 Operação de Perfuração de Poços Terrestres

O início das operações de perfuração de um poço deve sempre ser precedido de uma etapa sólida de planejamento, na qual todos os parâmetros necessários para garantir a segurança das operações são determinados. Esses parâmetros serão a base para que se possa dimensionar os equipamentos que serão utilizados na construção dos poços.

Após a realização desses estudos preliminares, a sonda pode ser movida para a locação escolhida da perfuração.

3.1 Rigging up

O processo de transportar a sonda para a locação escolhida e sua preparação para perfurar são o significado do termo em inglês “Rigging up”. Esta fase é crucial para garantir a segurança e a eficiência ao longo de toda a perfuração do poço. Nesta etapa, um grande esforço logístico deve ser realizado para transportar a sonda até a locação do poço. Muitas vezes é preciso levar a estrutura para locais distantes de estradas, em meio a selvas ou áreas pantanosas. É importante ter em vista que o transporte é todo feito por meio de grandes caminhões especiais, e, por essa razão é preciso que se abram estradas e que se construam pontes, de modo a permitir a passagem segura. Dependendo da locação, os custos logísticos podem ser muito representativos diante dos custos totais da campanha exploratória.



Figura 52 – Caminhão transportando a torre de perfuração
(<http://declinemagazine.com/nucleus/rig-moving>)

Ao se chegar à locação do poço, a primeira medida a ser tomada é remover todos os obstáculos para a instalação da sonda. Isto inclui remover árvores, dunas, rochas e qualquer tipo de entrave mecânico ao posicionamento dos equipamentos necessários à perfuração. Em seguida, o solo deve ser avaliado de modo a se garantir sua capacidade de sustentar o peso da sonda. Na sequência, a equipe responsável aplaina o solo com o auxílio de tratores para que se possa montar a sonda, garantindo seu nivelamento sobre o poço a ser perfurado. Em algumas situações, é preciso construir um embasamento de concreto para sustentar a sonda, sobre essa base será montada a subestrutura da sonda.

Nesta etapa são cavados e revestidos os tanques que serão usados como reservatórios de água, de lama e de rejeitos. Em seguida, falta cavar buraco do rato (mouse hole)⁴, o buraco do ratinho (rat hole)⁵ e, dependendo da situação, o buraco do condutor⁶. A execução destas tarefas é comumente realizada por empresas terceirizadas.



Figura 53 – Esquema típico do mouse hole, rat hole e conductor hole perfurados antes da chegada da sonda de perfuração. Na figura pode-se ver a sonda simplificada utilizada para perfurar os buracos

(Introduction to Drilling)

⁴ O buraco do rato é um buraco vertical, localizado sob o piso da plataforma. Seu principal objetivo é receber temporariamente uma seção de drill pipe para que, durante as operações de descida da coluna no poço, seja possível agilizar o processo.

⁵ O buraco do ratinho é uma variação do buraco do rato, a diferença é que ele é um pouco mais profundo. Costuma ser usado para alojar o Kelly.

⁶ Em algumas situações, é possível assentar o revestimento condutor antes mesmo da chegada da sonda na locação. Isso é vantajoso pois poupa tempo de sonda e diminui o caminho crítico da operação de perfuração. Para realizar tal operação, utiliza-se um caminhão dotado de uma sonda simplificada.

A etapa que se segue é a montagem dos equipamentos. Em um primeiro momento, a subestrutura da sonda é posicionada sobre o poço. Esta servirá de base para a torre e para grande parte dos equipamentos que estarão presentes na sonda.



Figura 54 – Subestrutura da sonda, acima da qual é montada a torre de perfuração e uma série de outros equipamentos

(http://sxtfgs.en.alibaba.com/product/456934069-213100201/Substructure_for_oil_drilling_rig.html)

A etapa subsequente à instalação da subestrutura é a instalação do guincho, que será engastado sobre a subestrutura da sonda. Posteriormente, a força motriz do guincho é instalada (motor elétrico, na maior parte das sondas) e a torre pode então ser erguida e colocada em posição. Em um primeiro momento, a base da torre é erguida na mesma altura do chão da sonda. Em seguida, a equipe de campo aparafusa as pernas da torre em posição e o cabo do guincho é passado por um sistema de polias cuja função é permitir o levantamento da torre. A força motriz necessária para levantar a torre é feita pelo guincho. Nos dias subsequentes, a equipe deverá montar e interconectar todos os módulos na sonda para que ela possa começar a operar. Todo este processo de montagem leva de 3 a 4 dias.

Por fim, resta à equipe estocar os aditivos dos fluidos de perfuração, todos os tubos da coluna de produção e revestimentos, de modo que seja fácil acessá-los quando necessário.

Um aspecto que vale ser ressaltado são os mecanismos que tem surgido nos últimos anos que objetivam fazer o transporte da sonda para uma nova localização sem que ela precise ser desmontada. Dependendo do ambiente pelo qual aquela sonda precisa ser deslocada e da distância de um ponto a outro, o emprego deste método pode poupar uma enorme quantidade de tempo. Na figura abaixo, um exemplo de um sistema usado para que a sonda possa transpor distâncias sem que seja necessário desmontá-la.



Figura 55 – Sistema de movimentação de sonda

(<http://columbiacorp.com/wp-content/uploads/2011/11/wheeled-moving-systems1.jpg>)

3.2 Início do Poço

Em operações em terra, em circunstâncias nas quais o solo não é bem consolidado o condutor costuma ser cravado no solo. O processo de cravamento do condutor em terra é bastante semelhante ao processo de cravamento de estacas na construção civil. Um martelo hidráulico é mobilizado para o local e crava toda a extensão da coluna de condutor no solo.

Outra maneira de se iniciar o poço em situações de solo mais consolidado é perfurando de maneira convencional. Nestas situações o revestimento condutor deverá ser cimentado em posição de maneira análoga ao que é feito com os demais revestimento do poço.

3.3 Operações de Manobra

As operações de manobra da coluna de perfuração consomem uma parte significativa do tempo envolvido na perfuração de um poço. Por tal motivo, o tempo de manobra impacta de forma considerável nos custos totais do projeto. O tempo demandado para deslocar um determinado comprimento de coluna dentro do poço está intimamente ligado aos equipamentos existentes na sonda e à perícia da equipe de perfuração. Por esse motivo, não é possível descrever as operações de manobra de forma universal, já que cada sonda e cada tripulação opera de uma maneira específica e diferente das demais.

Esse trabalho se propõe a descrever as operações de manobra em duas situações distintas:

- Sondagens com sistema de mesa rotativa e Kelly (Mais comuns em sondagens de terra);
- Sondagens com sistema de top drive (Mais comuns em sondagens de mar)

Existem diversas diferenciações nos equipamentos das sondagens, entretanto, a oposição entre top drive e mesa rotativa é a divisora de água em se tratando de manobras da coluna. É importante também, abordar as diferenças entre as operações de adicionar a coluna e a de remover a coluna, ambas serão devidamente adereçadas para cada uma das situações abordadas.

Para discutir as operações de manobra em poços perfurados onshore, será utilizado um modelo padrão de sonda, representativo da maior parte das sondagens de perfuração terrestres existentes no mundo atualmente. Este modelo se baseia em sondagens que operam com o sistema baseado no uso de mesa rotativa e Kelly. Esse sistema de perfuração é mais lento quando comparado com a utilização do top drive. As sondagens que operam com esse arranjo em geral são mesmo as sondagens de terra, ambiente no qual o tempo de sonda não é tão custoso para a operadora. Um dos motivos pelos quais as sondagens de terra não utilizam o sistema de top drive, se baseia no fato de que essas sondagens, em geral, precisam ser desmontadas toda a vez que se pretende perfurar um poço em uma localização diferente. Por ser um sistema muito grande e complexo, não é muito prático desmontá-lo e transportá-lo a cada vez que a sonda precisa mudar de localização.

Como descrito anteriormente, a mesa rotativa é responsável por transferir energia à coluna de perfuração de modo a rotacioná-la. O Kelly é um tubo de aço, em geral com seção transversal quadrada ou sextavada, que se conecta na extremidade superior da coluna de perfuração e é responsável por atuar como interface entre a coluna e a mesa rotativa. É extremamente importante que se compreenda que as sondas com sistema de Kelly e mesa rotativa só podem inserir uma única junta de tubos por vez, o que as torna mais lentas durante as manobras quando comparada às sondas com top drive.

3.3.1 Adição de Nova Junta de Tubo à Coluna de Perfuração

Existem duas situações distintas em que é preciso adicionar uma junta de tubos à coluna. Em uma delas a coluna está fora do poço e é preciso inseri-la novamente e a outra ocorre durante a perfuração, quando é preciso aumentar o comprimento da coluna para que se possa aprofundar o poço.

3.3.1.1 Adição de Uma Nova Junta de Tubo Durante a Perfuração (Com a Broca no Fundo)

A medida em que a broca perfura as formações e a profundidade do poço aumenta, faz-se necessária a adição de uma nova junta de tubos à coluna. Para determinar o ponto em que a conexão de mais uma junta é necessária, basta observar quando a barra do Kelly está com a maior parte de sua extensão sob a mesa rotativa. Desse ponto em diante só será possível continuar a aprofundar o poço com a realização de uma nova conexão.

Quando decide-se por adicionar uma nova seção de tubo à coluna durante a perfuração, o processo consiste nas seguintes etapas: Num primeiro momento para-se as bombas de lama e desliga-se o motor da mesa rotativa. Com o poço em condições estáticas o guincho (Drawworks) é acionado, fazendo com que a coluna seja erguida. Em determinado momento, o Kelly, que desliza livremente na direção vertical pela bucha do Kelly, chega a sua extremidade inferior (tool joint). O tool joint tem um diâmetro maior que a bucha do Kelly, dessa forma, a bucha do Kelly é levantada e sai de dentro da bucha mestre, expondo a coluna de perfuração propriamente dita. Em seguida, o plataformista entra em ação colocando uma cunha dentro da bucha mestre, a cunha tem a função de manter a coluna de perfuração estática enquanto o Kelly é desconectado para permitir a conexão da próxima seção de drill pipe. Existem maneiras distintas de quebrar o torque e em seguida desenroscar a extremidade inferior do kelly da extremidade superior do último drill pipe. Uma

delas é manter a chave flutuante estática enquanto a mesa rotativa é acionada no sentido reverso para aplicar o torque necessário, promovendo assim a desconexão das partes. Outra maneira possível de se fazer essa desconexão é usando duas chaves flutuantes. Nesse caso uma das chaves se conecta ao drill pipe e é mantida estática enquanto a outra (conectada ao Kelly) tem uma corrente na extremidade de seu braço de alavanca que a liga diretamente a uma parte especial do guincho (Drawworks), conhecida como cathead. Essa parte do guincho tem um pequeno carretel com linha e tem a capacidade de exercer uma força na chave que, devido a seu braço de alavanca, gera um torque suficiente para desconectar as peças. Quando se pretende desconectar seções de comandos ou tubos de grande diâmetro, é preciso fazer uso de um cathead hidráulico, com capacidade de exercer ainda mais força.



Figura 56 – Cathead hidráulico e cathead do Drawworks
(<http://totaldrillingsupply.com/of1017>. e www.seekpart.com)

Assim que o Kelly e a coluna são desconectados, os plataformistas se posicionam de modo a conectar a extremidade inferior do Kelly (tool joint) com a seção de tubo que está no interior do buraco do rato, com a maior parte de sua extensão abaixo do piso da plataforma (Vide figura abaixo). Vale frisar que a

utilização do sistema do buraco de rato aumenta a agilidade da operação pois facilita significativamente a conexão.



Figura 57 – Mouse hole com seção de drill pipe alojada em seu interior
(<http://www.blueridgegroup.com/v4.0/index-1-2.html>)

Nesta etapa do processo, os plataformistas fazem uso de correntes que são lançadas contra os tubos e depois rapidamente puxadas para que possam enroscá-los ao ponto em que precisarão ser torqueados com o auxílio da chave flutuante. Uma alternativa mais segura ao uso de correntes é a utilização de um rotacionador de tubos, equipamento usado para enroscar (mas não torquar) rapidamente os tubos. A aplicação do torque é feita de maneira análoga à quebra do torque, usando sempre as duas chaves flutuantes, uma estática e a outra ligada ao cathead do guincho. Na sequência, o Kelly e a seção de drill pipe recém conectada são levantadas e faz-se a conexão com o resto da coluna dentro do poço, nesse momento a cunha é retirada. Agora resta descer o conjunto todo até a broca encostar no fundo do poço, encaixando a bucha do Kelly à bucha mestre e a perfuração pode ser reiniciada de imediato. Ao término dessas etapas, os plataformistas irão erguer outra junta de tubo que está encostada na rampa da esteira de tubos (pipe catwalk). Para fazer essa movimentação, será usado um guincho de menores proporções (air winch) que levanta a junta e a coloca dentro do buraco do rato, substituindo a junta anterior que foi previamente conectada ao resto da coluna.



Figura 58 – Dois plataformistas utilizando as chaves flutuantes para quebrar o torque e desfazer a conexão do Kelly no Drill Pipe. Na parte inferior do drill pipe, nota-se a corrente enroscada, usada para rapidamente desenroscar os tubos já com o torque quebrado. (<http://www2.ljworld.com/photos/2005/jul/10/60927>)

3.3.1.2 Adição de Nova Junta de Tubo à Coluna de Perfuração (sem a Broca no Fundo)

Para inserir a coluna de perfuração no poço, a equipe de campo geralmente opta por utilizar o equipamento conhecido como elevador . Esse equipamento fica preso ao gancho do bloco viajante por duas hastes de aço chamadas de bails. As bails de conectam com o gancho através das bail ears, duas alças metálicas na lateral do gancho. Utilizando o elevador, não se faz necessário utilizar o Kelly e com isso, só uma conexão precisa ser feita a cada junta de tubo que precisa ser descida. O elevador se fecha no upset do drill pipe provendo uma conexão segura e rápida, dessa forma é possível acoplá-lo à coluna e desfazer as conexões uma a uma.

A operação é conduzida da seguinte maneira: Em um primeiro momento o elevador é preso ao tubo, o guincho então é acionado e a junta é levantada. A equipe então baixa o tubo através da mesa rotativa até que só uma pequena parte dele fique acima do piso da plataforma. Em seguida, o plataformista posiciona a cunha na bucha da mesa, de modo a prender o upset do tubo e impedir sua queda. Logo em seguida, o elevador é solto da junta presa à mesa e ergue uma nova junta. A seção que está no elevador já pode então ser posicionada sobre a mesa e os plataformistas realizam o torque, unindo as duas juntas. O processo de torque é análogo ao descrito na seção anterior.

3.3.1.3 Retirada da Coluna do Poço

Para retirar a coluna de perfuração do poço, mais uma vez utiliza-se o elevador. Em um primeiro momento o elevador é preso ao tubo e o guincho então é acionado. A coluna é levantada e a equipe posiciona a cunha na bucha mestre. Nesse momento, a conexão entre os tubos é desfeita com o auxílio de algum dispositivo capaz de quebrar o torque (chave flutuante) em conjunto com algo usado para rapidamente desenroscar os tubos como o rotacionador de tubos ou o método da corrente. Com o tubo já solto do resto da coluna, ele pode ser estaleirado no cavalete de tubos.

3.4 Descida de Revestimentos

Durante a perfuração de um poço, diversas colunas de revestimento precisam ser assentadas. Essas colunas são necessárias pois a medida que a profundidade do poço aumenta, as pressões encontradas se tornam cada vez maiores. Dessa forma, para evitar um kick é preciso usar um fluido de perfuração mais denso, o que cria uma pressão hidrostática maior no interior do poço. Acontece que nem todas as formações possuem a mesma competência estrutural, em geral as formações mais próximas à superfície possuem uma menor competência. Isto significa que elas tem uma maior tendência a desmoronarem ou a serem fraturadas por altas pressões hidrostáticas. Sendo assim, é preciso revestir o poço, de modo que seja possível aumentar a densidade da lama e chegar à camadas mais profundas sem que ocorram problemas nas formações mais rasas. Exatamente por essa razão, os poços são perfurados com perfil telescópico, em que colunas de revestimento, progressivamente de menor diâmetro, são inseridas no poço.

Em um primeiro momento, é necessário que o poço esteja livre de cascalhos para garantir o assentamento correto do revestimento. Por esse motivo, é imprescindível circular o poço por algum tempo, o que possibilita o carreamento dos cascalhos para fora do poço. O tempo de circulação necessário depende da profundidade total do poço. Esse tempo pode chegar a uma dezena de horas. Após a circulação, o revestimento começa a ser descido no poço. Antes de abordar a etapa de assentamento de cada um dos revestimento, é importante entender um pouco mais sobre a coluna de revestimento em si. Isto significa compreender melhor as próprias juntas, suas conexões e os equipamentos utilizados para auxiliar na descida da coluna.

As juntas de revestimento em geral possuem 40 pés de comprimento (aproximadamente 12 m). A conexão entre as juntas pode ser feita de diversas maneiras, dependendo da tecnologia dominada pelo fabricante. Uma das formas mais utilizadas de se fazer a conexão é a utilização de um acoplamento. Nesse caso, os tubos de revestimento são fabricados com suas extremidades do tipo pino e o acoplador é uma pequena seção de tubo com suas duas extremidades do tipo caixa (Vide figura 56).



Figura 59 – Conexão entre duas juntas de revestimento
(Fonte: Premium Connections Catalog – Tenaris Hydril)

A operação de descer a coluna de revestimento é bastante semelhante às manobras de introduzir a coluna de perfuração no poço (Run in hole, RIH), sendo que a principal diferença são os equipamentos utilizados. No caso da descida de revestimentos, os equipamentos utilizados tendem a ser mais robustos devido ao grande diâmetro das juntas e ao enorme peso da coluna. Em alguns casos, as tradicionais cunhas são substituídas por um equipamento conhecido como aranha ou spider, em inglês. Este equipamento pode ser montado na mesa rotativa ou mesmo montado sobre uma plataforma que sustentará o equipamento sobre a mesa rotativa. Estes equipamentos são utilizados para que não se apoie um peso muito grande sobre a mesa rotativa, já que isso poderia causar danos ao equipamento. Existem aranhas

dimensionadas para resistirem a uma coluna de revestimento pesando 500 toneladas ou mais.



Figura 60 – Aranha ou spider usado para sustentar o revestimento enquanto se faz uma nova conexão. Neste caso o equipamento em questão foi dimensionado para trabalhar sobre cargas de até 315 toneladas.

(<http://jerehoilfield.en.ecplaza.net/12.asp>)

Além da utilização dos elevadores convencionais, usados para descer a coluna no poço, é usada uma ferramenta conhecida como ferramenta de assentamento de revestimento, mais conhecida pelo termo em inglês, casing running tool. Essa ferramenta é utilizada para que o top drive possa sustentar todo o peso da coluna e ao mesmo tempo movimentá-la no interior do poço (rotação e movimentação vertical), o que permite uma cimentação de maior qualidade.



Figura 61 – Ferramenta de assentamento de revestimento (Casing running tool)

(http://www.nov.com/uploadedFiles/Business_Groups/Rig_Solutions/Handling_Tools/Casing_Running_Tools/CASING_RUNNING_TOOL,_CRT_350-500.pdf)

O sistema da cabeça de poço é necessário para:

- Conter a pressão na interface entre o BOP e os revestimentos
- Permitir que as colunas de revestimento sejam suspensas de modo que seu peso não fique sobre a sonda
- Permitir que o anular de cada fase seja selado individualmente
- Permitir acesso ao espaço anular dos revestimentos intermediários e de produção

Em sistemas de perfuração em terra, a cabeça do poço tem um arranjo bastante simplificado em relação às usadas em operações marítimas. A medida em que os revestimentos são descidos no interior do poço eles vão sendo ancorados nos casing hangers.



Figura 62 – Cabeça de poço de um sistema de completção seca
(Acervo do autor)

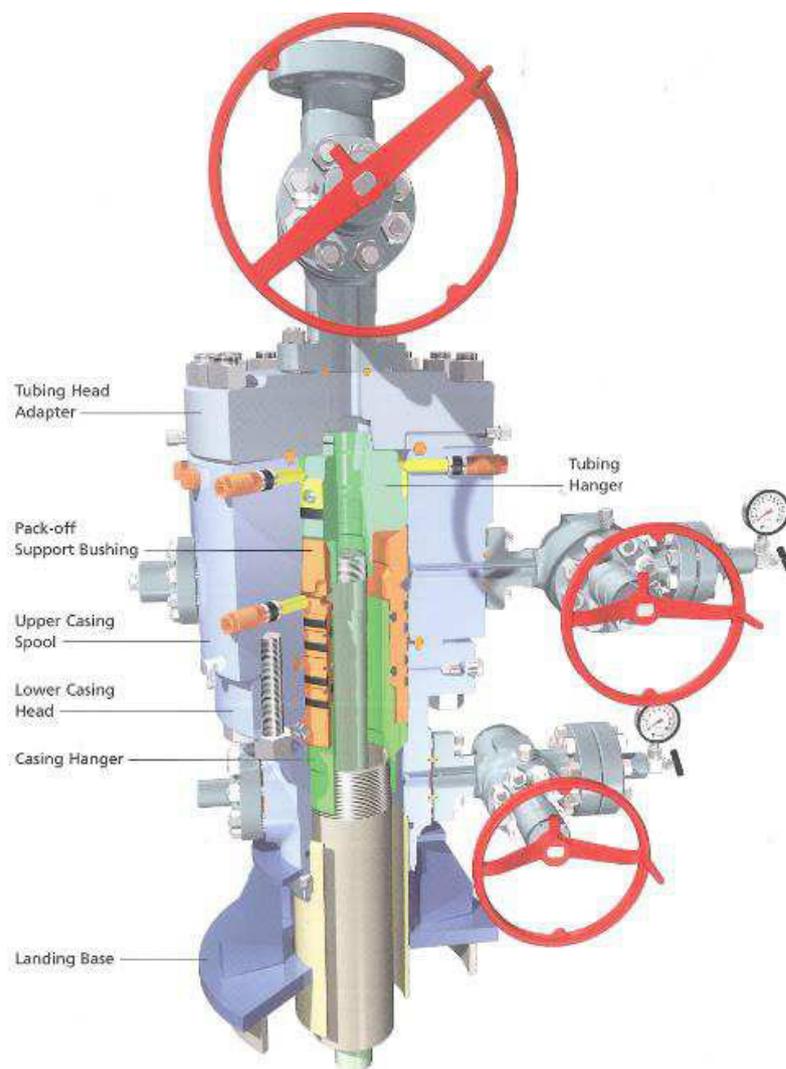


Figura 63 – Sistema de cabeça de poço terrestre
(Acervo do autor)

4 Operações de Perfuração de Poços Marítimos

4.1 Rigging Up

Em operações de perfuração no ambiente marinho, o custo de rig up da sonda é pequeno diante dos enormes custos totais da campanha. Isto ocorre pois no mar não existem obstáculos físicos à movimentação da sonda. Outro fator importante é que a maior parte das sondas usadas atualmente possuem sistema de posicionamento dinâmico que dispensa o uso de amarrações ou preparação do terreno.

Além de deslocar a embarcação para a posição em que o poço será perfurado, a fase de rig up também inclui a preparação dos equipamentos da sonda para que o poço possa ser iniciado. Isto inclui fazer a arrumação do piso da plataforma, preparando-o para que as operações possam ser iniciadas. É nesta etapa que a equipe da sonda realiza reuniões de segurança, traça planos e faz a calibração de equipamentos e medidores. Na sequência, serão abordados os diferentes tipos de sondas marítimas e suas particularidades com relação ao rig up.

4.1.1 Sondas do Tipo Jack Up

Sondas do tipo jack up são utilizadas em lâminas de água rasa. Estas são postas em posição por meio de rebocadores, barcaças, ou mesmo por propulsão própria. Uma vez na posição correta, as pernas são baixadas fazendo com que o casco se eleve da água, fora da zona de ação das ondas. As pernas se fixam ao solo marinho, garantindo a estabilidade da plataforma. O mecanismo de acionamento das pernas se dá por ação de um pistão hidráulico.

4.1.2 Sondas com Posicionamento Dinâmico

Essas sondas são postas em posição por propulsão própria ou por meio de embarcações de reboque. Após a chegada ao local de operação, ativa-se o sistema de posicionamento dinâmico, que assumirá o controle sobre a posição da plataforma.

4.1.3 Sondas com Sistema de Ancoragem

Esse tipo de sonda é mantido em posição pela ação de âncoras, que devem ser fixadas anteriormente à chegada da sonda. Um barco especializado lança as âncoras nas posições escolhidas previamente e, no momento da chegada da sonda, os cabos são conectados à ela, garantindo assim seu posicionamento.

4.2 Início do Poço

Em operações no mar, existem algumas formas diferentes de se iniciar o poço. A mais comum delas é o jateamento convencional, usado em situações em que a sonda não é fixa ao solo marinho (se forem utilizadas sondas apoiadas no solo marinho, o jateamento pode afetar a estabilidade da estrutura ao alterar a geomecânica dos solos). É também muito empregada a técnica de cravamento do revestimento condutor, principalmente em aplicações para águas rasas. E, por fim, em situações em que o leito marinho é competente, faz-se necessário perfurar a rocha da maneira convencional e cimentar o condutor em posição, de maneira análoga ao que se faz com os demais revestimentos do poço.

4.2.1 Jateamento

Em perfurações offshore, é muito comum encontrar os sedimentos do solo marinho na forma de uma lama fina, com baixa competência estrutural. Nesses casos é usual proceder para uma operação de jateamento, na qual uma broca será usada para circular fluidos de modo a remover os sedimentos e permitir a penetração do revestimento no solo marinho. O condutor e a coluna de perfuração estão ligados por um equipamento chamado de DAT (Drill ahead tool), como mostra a figura 5.1. Esse aparelho é capaz de desconectar o drill pipe do revestimento assim que este for assentado da forma esperada, o que permite que a coluna de perfuração seja liberada. Dessa maneira, ao término do assentamento do condutor é possível continuar a perfuração imediatamente, sem que seja necessária retirar a coluna do poço.

Os sedimentos removidos passam por entre a coluna de perfuração e o condutor, sendo então lançados para fora do poço. Nessa etapa é importante ter o cuidado de não circular com uma vazão muito alta, já que isso pode fazer com que os sedimentos deixem de passar por dentro do condutor e passem a ser removidos do poço passando por entre o condutor e o solo. Isso gera uma perturbação das formações o que diminui sua capacidade de segurar o condutor no lugar. O revestimento condutor é denominado por alguns autores como revestimento estrutural, já que este deverá ser capaz de sustentar todo o peso dos equipamentos utilizados, tanto dentro do poço quanto acima dele (BOP e LMRP). Desse modo, é crucial para o sucesso da perfuração do poço que o jateamento seja realizado com sucesso, permitindo o assentamento correto do condutor.

Outros aspecto relevante envolvido no jateamento é o volume de sedimentos que é expelido de dentro do poço e se acumula ao redor da cabeça do poço. A quantidade de sedimentos que será removida deve ser cuidadosamente calculada antes do início da operação. Isso é muito importante pois determinará a altura do revestimento condutor que deverá ficar acima da linha de lama. Se o volume de sedimentos for subestimado na etapa de projeto do poço, a cabeça do poço pode acabar sendo soterrada o que tonaria a perfuração inviável. Por outro lado, se o volume de sedimentos for superestimado, a cabeça do poço ficará muito acima da linha de lama. Essa altura excessiva é prejudicial pois aumenta o momento fletor oriundo dos movimentos da sonda.

Em operações de jateamento, a coluna de perfuração é montada com um BHA específico e descida juntamente com o revestimento condutor e o alojador de baixa pressão, como indica a figura 3.3. Ao término do jateamento o condutor já estará em sua posição final, neste ponto é muito importante deixar o revestimento em repouso por algumas horas. Esse processo é conhecido como soak, sua função é permitir que os sedimentos possam expandir e assentar ao redor da coluna, conferindo assim uma maior força de fricção entre o condutor e os sedimentos. Essa fricção será responsável por sustentar o peso dos demais revestimentos, da cabeça de poço e do BOP, impedindo o afundamento do conjunto de equipamentos. Para determinar se a força de fricção é suficiente para prender o revestimento no solo marinho de forma satisfatória, é preciso realizar um teste. Essa operação tem a finalidade de determinar a estabilidade do conjunto condutor e alojador de baixa pressão. O teste consiste na aplicação de forças na direção vertical, com o objetivo de identificar se ocorre algum tipo de movimentação. Obtendo êxito no teste, a equipe então desconecta a coluna de perfuração do conjunto condutor/alojador de baixa pressão. Isto é feito através do acionamento da DAT. A broca então pode prosseguir perfurando a etapa seguinte do poço, que vai alojar o revestimento de superfície. As operações de jateamento devem ser conduzidas com extremo cuidado, é imprescindível que o condutor fique alojado no leito marinho com um desvio da vertical de no máximo um grau. Isso é necessário pois diminui o atrito entre a coluna de produção, o BOP e a cabeça de poço, diminuindo consideravelmente o desgaste desses equipamentos. Para garantir essa pequena inclinação, existe um equipamento conhecido como bull's eye acoplado ao alojador de baixa pressão. Esse equipamento mostra em um visor a inclinação com relação a vertical em que o condutor está sendo cravado no leito marinho. Dessa

forma, o ROV que acompanha a operação pode transmitir à superfície imagens e dar uma idéia ao sondador de como as operações estão sendo realizadas.

É importante lembrar que não é necessário cimentar o revestimento condutor após a operação de jateamento, tendo em vista que o buraco aberto durante a operação de jateamento é menor que o diâmetro externo do condutor. Dessa maneira, o revestimento fica preso em posição por ação da fricção entre o solo e a parede do tubo.

A força máxima de fricção que pode ser atingida é igual à resistência ao cisalhamento de todo o solo adjacente. Entretanto, na realidade a força de fricção entre o condutor e os sedimentos raramente se aproxima desse valor máximo. Isso ocorre porque durante o jateamento há uma perturbação da integridade do solo o que prejudica significativamente a adesão do solo ao aço. É muito importante saber o valor da força de fricção entre o condutor e o solo pois esse valor é fundamental para o posterior dimensionamento do número sessões de revestimento que serão assentadas. No caso de um erro de cálculo e a escolha do número de sessões for pequeno demais, o revestimento irá afundar no evento da instalação dos demais equipamentos do poço. A magnitude da força de fricção é extremamente difícil de ser determinada. Akers (2008) determinou que os parâmetros necessários para calculá-la são:

- Resistência ao cisalhamento do solo não afetado pelo jateamento
- Resistência ao cisalhamento do solo afetado pelo jateamento
- A variação da resistência ao cisalhamento ao longo do tempo

Para determinar o primeiro parâmetro, é necessário usar uma embarcação dedicada para remover uma amostra representativa do solo para ser testada em laboratório. Esse processo é muito custoso e não é realizado para a maior parte dos poços perfurados. Por tal motivo, geralmente é feita uma estimativa com base em dados da região previamente aquisitados. Em geral, no evento da instalação de uma jaqueta, muitos estudos sobre o solo da bacia são feitos e esses dados acabam por servir como base para a perfuração de poços. Beck et al.(1992) propuseram, através de métodos empíricos, que a resistência ao cisalhamento do solo afetado pelo jateamento (Força a ser considerada no projeto) deve variar de 25% a 33% da força de fricção correspondente ao solo íntegro, não afetado pelo jateamento.

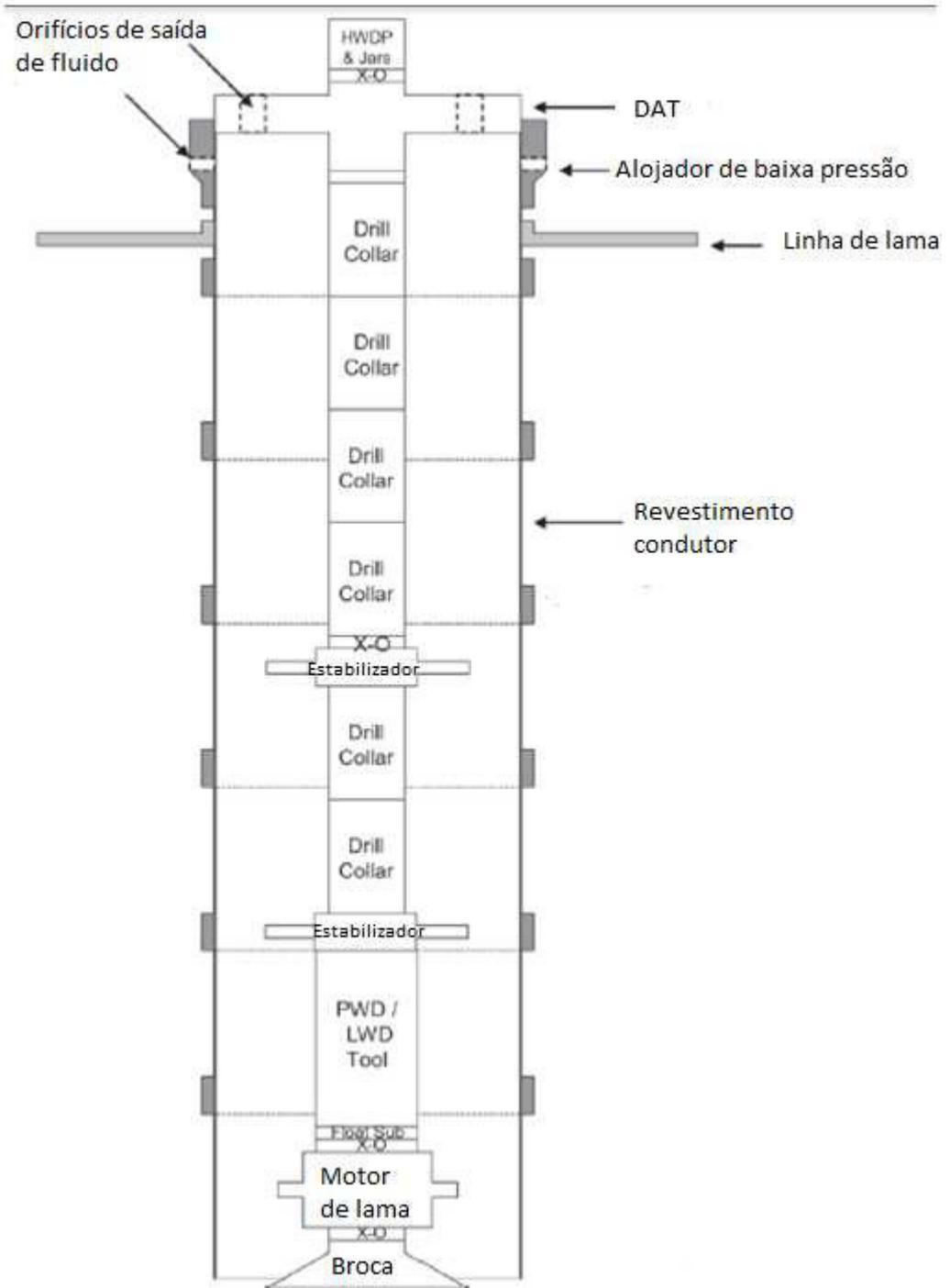


Figura 64 – Representação esquemática do BHA de jateamento

(Akers, J. Jetting of Structural casing in Deepwater Environments: Job Design and Operational Practices. 2008)

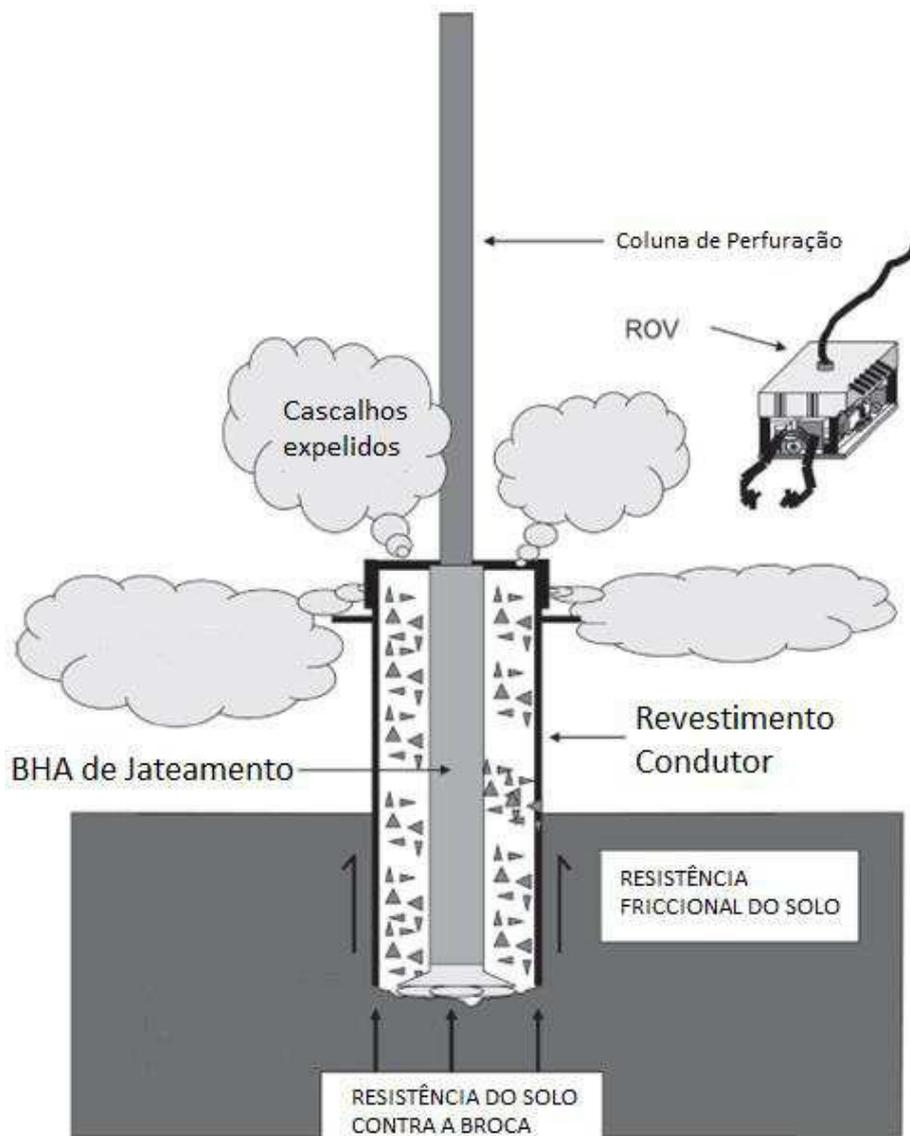


Figura 65 – Representação esquemática da operação de jateamento

(Akers, J. Jetting of Structural casing in Deepwater Environments: Job Design and Operational Practices. 2008)

4.2.2 Cravamento

Como visto anteriormente, o dimensionamento e instalação do revestimento condutor são processos fundamentais para garantir a integridade do poço. Com isso em mente, podemos abordar a técnica de cravamento, esse método é largamente utilizado em poços marítimos com lâminas de água rasas. Em situações de mares pouco profundos, é muito comum que se faça uso de sondas que usam estruturas apoiadas no fundo marinho, como por exemplo uma plataforma jackup. Nestas situações específicas, o processo de jateamento poderia causar uma perturbação no solo próximo as pernas da plataforma, o que poderia comprometer sua estabilidade estrutural. Essa é a principal razão para não se fazer jateamento nestas circunstâncias e, como nas formações mais rasas e não consolidadas a perfuração convencional não

é um processo eficiente no que se refere ao tempo, opta-se pelo processo de cravamento.

Esse processo consiste na utilização de um martelo hidráulico com o objetivo cravar o condutor no solo de maneira análoga ao que é feito com estacas na construção civil. Essa operação apresenta uma série de vantagens quando comparada com os demais processos de assentamento do condutor. Diferentemente do jateamento, durante o cravamento do tubo ocorrem perturbações mínimas no solo, desse modo não é preciso esperar pela expansão dos sedimentos para que haja condições estruturais de se seguir adiante com as perfurações das fases seguintes. Devido a isso, é possível poupar até 48 horas. Existem padrões muito bem aceitos pela indústria no sentido de determinar a capacidade de suporte de carga pelo condutor assentado através do método de cravamento. A resistência ao peso pode ser facilmente derivada da energia gerada pelo martelo e do número de batidas que foram necessárias para se chegar a profundidade final de assentamento.

Atualmente, as operações de cravamento não são mais restritas à águas rasas e podem ser realizadas com provada eficiência em lâminas de água profundas. O projeto do parque das conchas no BM-C-10 foi um dos pioneiros, no qual foi feito o cravamento de um condutor de 36” a uma profundidade de 1929 metros. Ao longo da execução do projeto foram assentados 37 condutores, todos dentro das especificações e com tempo médio de instalação de 9 horas (7 horas para posicionamento e penetração por conta do próprio peso e 2 horas com ação do martelo).

As operações começam com o transporte do equipamento por meio de uma barcaça especializada. Um template precisa ser instalado para que os revestimentos sejam instalados no local exato em que se deseja começar o poço. Na sequência, um barco de suprimentos dotado de guindaste desce o revestimento com o martelo acoplado a sua extremidade até o leito marinho (no caso de aplicações em águas profundas isso seria sobre várias centenas de metros de coluna de água). Nessa fase, o revestimento é deixado para penetrar o leito marinho sobre ação de seu próprio peso. Ao término dessa etapa o martelo hidráulico entra em ação, aplicando golpes à extremidade superior do revestimento de modo a cravá-lo no leito marinho.

Do ponto de vista financeiro essa operação pode ser muito benéfica tendo em vista que se usa uma embarcação cujo aluguel é muito mais barato que o de uma sonda de perfuração. Pela perspectiva de gerenciamento de projetos, o cravamento

também é benéfico pois retira o assentamento do condutor do caminho crítico da sonda, deixando uma margem menor para riscos e atrasos.



Figura 66 – Martelo hidráulico do modelo Menck MHU 270t, mais utilizado para aplicações offshore.
(<http://en.dot-corp.ir/equipment/view/1>)

4.3 Operações de Manobra

Atualmente, a grande maioria das sondas que atuam offshore possuem o sistema de top drive. Esse sistema aumenta muito a eficiência do processo de perfuração de um poço pois com ele é possível fazer a conexão de 3 juntas de tubo (seções de tubo) de uma só vez, o que reduz o número de conexões a serem feitas. Além de possuírem o

Top Drive, essas sondas geralmente possuem uma sorte de equipamentos mais modernos que dispensam o uso de correntes para enroscar os tubos e da chave flutuante. Isso diminui a necessidade de intervenção humana direta e conseqüentemente, aumenta a segurança das operações. Nesta seção, será descrita as operações de manobra

4.3.1 Adição de Nova Junta de Tubo

Em sondas com sistema de top drive existem operações de manobra em que é necessário adicionar uma seção a mais de tubo para que a perfuração possa continuar. Existe também operações em que a coluna está fora do poço e que é preciso inseri-la novamente. Dessa forma, é interessante dividir essa seção em duas partes para melhor descrever cada uma das operações.

4.3.1.1 Adição de Nova Seção de Tubo à Coluna de Perfuração Durante a Perfuração (com a Broca no Fundo)

Nesse tipo de manobra, a última junta de tubo da coluna que está presa ao top drive precisa ser desconectada do mesmo. Antes disso ser feito, desliga-se as bombas de lama e o motor do top drive. Em seguida, um membro da equipe posiciona a cunha na mesa rotativa de modo a prender a coluna. Na sequência, é preciso montar a seção de tubos que será inserida no poço. Para montar as seções, ou as sondas possuem mais de um mousehole, onde as juntas de tubo são armazenadas, ou então possuem um sistema mais sofisticado com duas torres, uma dedicada à perfuração e a outra dedicada à montar previamente as seções. Em sondas convencionais, existe mais de um buraco do rato e a sequência de montagem da seção de tubos é a seguinte:

Em um primeiro momento, o próprio sistema do top drive possui um mecanismo para quebrar o torque e desenroscar a última junta de tubo da coluna de sua extremidade. Em seguida, a junta de tubo do primeiro buraco do rato é conectada ao top drive que a levanta com auxílio do guincho(Drawworks), alinhando-a com o segundo buraco do rato. Desse modo, é possível enroscar essa junta com a junta seguinte, isso é feito pela ação de rotação do próprio top drive. Em seguida a seção será levantada, alinhada com o poço e descida. A medida em que é descida, o iron roughneck aplicará o torque necessário às conexões das juntas, que apenas haviam sido enroscadas. Na sequência, com as conexões feitas, o top drive é descido até que a broca chegue ao fundo do poço, reiniciando a perfuração. Uma grande quantidade

de tempo é poupada devido à rapidez e eficiência das conexões feitas em sondas que possuem esses equipamentos.

4.3.1.2 Adição de Nova Seção de Tubo à Coluna de Perfuração (sem a Broca no Fundo)

Com o sistema de top drive, adicionar a coluna no poço torna-se uma operação mais simples. Nesse caso, as seções de tubos já estão montadas e ficam estaleiradas na posição vertical no cavalete de tubos (vide figura 4.3). O que precisa ser feito é conectar uma seção ao elevador, no caso das sondas com top drive ele fica preso ao próprio top drive por duas hastes metálicas conhecidas como bails. Para fazer o traslado da seção de tubos do cavalete de tubos até o top drive é usado um iron derrickman (dispensando assim a necessidade de um torrlista). Já presa ao elevador, a seção é alinhada com o poço. Nesse momento o iron roughneck dá o torque necessário, conectando a seção de tubos ao restante da coluna de perfuração, que está dentro do poço. Em seguida, a cunha é retirada para permitir que a coluna seja baixada até pouco acima da mesa rotativa. Por fim, a cunha é novamente posta no interior da mesa e toda a operação recomeça, até que se atinja a profundidade desejada. A figura abaixo ilustra o encadeamento das operações.

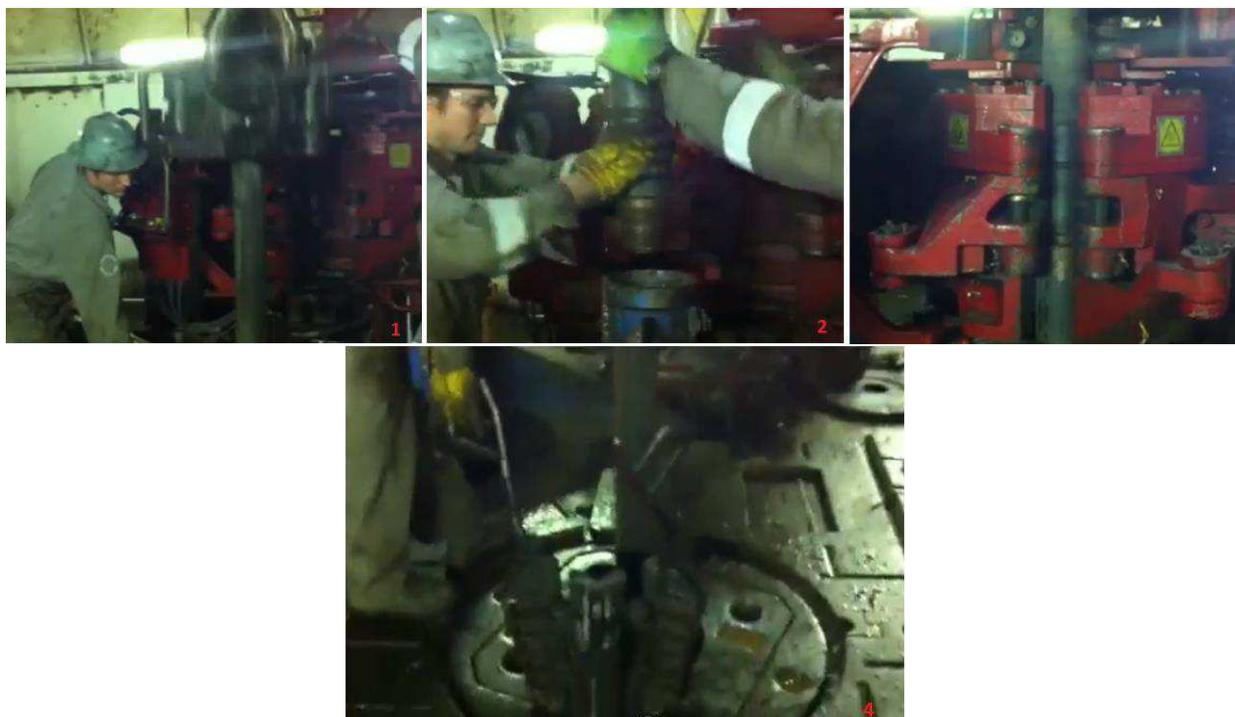


Figura 67 – Na foto 1, o elevador desce com uma seção de tubos enquanto o plataformista coloca a cunha na mesa rotativa. Na foto 2, com o elevador já preso à nova seção de tubos, ela é encaixada sobre a coluna de perfuração. Na foto 3, o iron roughneck enrosca o tubo e aplica o torque para fazer a conexão. Por fim, na foto 4 a cunha é retirada do poço e a coluna é descida, agora com a nova seção acoplada a ela.

(http://www.youtube.com/watch?v=HxSILm_U4LA)

4.3.1.3 Retirada da Coluna do Poço

Nesse tipo de manobra, quando é necessário retirar a coluna do poço, o primeiro passo é certificar-se de que a cunha está em posição, dentro da mesa rotativa de modo a impedir que a coluna caia dentro do poço. Em seguida, o elevador entra em ação, se prendendo ao tubo. Agora basta acionar o guincho (Drawworks) que levantará o top drive e a coluna será puxada do poço. Nas sondas mais modernas, para desfazer as conexões usa-se o iron roughneck, que tem condições de atuar como as duas chaves flutuantes e o rotacionador de tubos. O iron roughneck elimina a necessidade do uso das chaves e diminui consideravelmente a necessidade de intervenção humana direta, aumentando bastante a segurança operacional. Com a conexão desfeita, o torrista pode guiar o tubo até o cavalete de tubos.



Figura 68 – Cavalete de tubos (fingerboard) com tubos estaleirados

(<http://www.smst.nl/includes/resize.asp?func=min&website=implementatie&width=710&height=329&image=md245.jpg>)

4.4 Descida de Revestimento

4.4.1 Descida de Revestimento Condutor e Alojador de Baixa Pressão

A primeira coluna de revestimento a ser assentada no poço é o chamado revestimento condutor. Suas juntas são de grande diâmetro, em geral 30” ou 36”. Por dentro delas, passarão todos os equipamentos que serão instalados durante a perfuração e a completação do poço. A profundidade na qual o condutor é assentado depende de fatores como a competência estrutural do solo e o fator de fricção entre o solo e o aço. O condutor é extremamente importante pois sustenta todo o peso das colunas de revestimento que serão assentadas no interior do poço.

O processo de assentamento do revestimento condutor pode ser realizado de maneiras distintas. Para operações terrestres, o condutor pode ser cravado no solo, no caso de a formação superficial ter baixa competência estrutural. Em formações mais consolidadas, a equipe da sonda precisa perfurar a rocha de maneira convencional e em seguida cimentar o condutor, fixando-o à rocha. Em operações offshore, em geral pode-se também optar por realizar o jateamento do condutor. Todas estas operações já foram descritas em outras seções deste trabalho, sendo assim desnecessário mencioná-las aqui novamente (para cravamento de condutor vide seção 4.2.2, para jateamento, vide seção 4.2.1, para cimentação convencional vide seção 6.1).

O revestimento condutor é descido juntamente com o alojador de baixa pressão, que será uma das estruturas que comporá a cabeça do poço. O alojador de baixa pressão ficará assentado a 2 ou 3 metros acima do solo marinho.

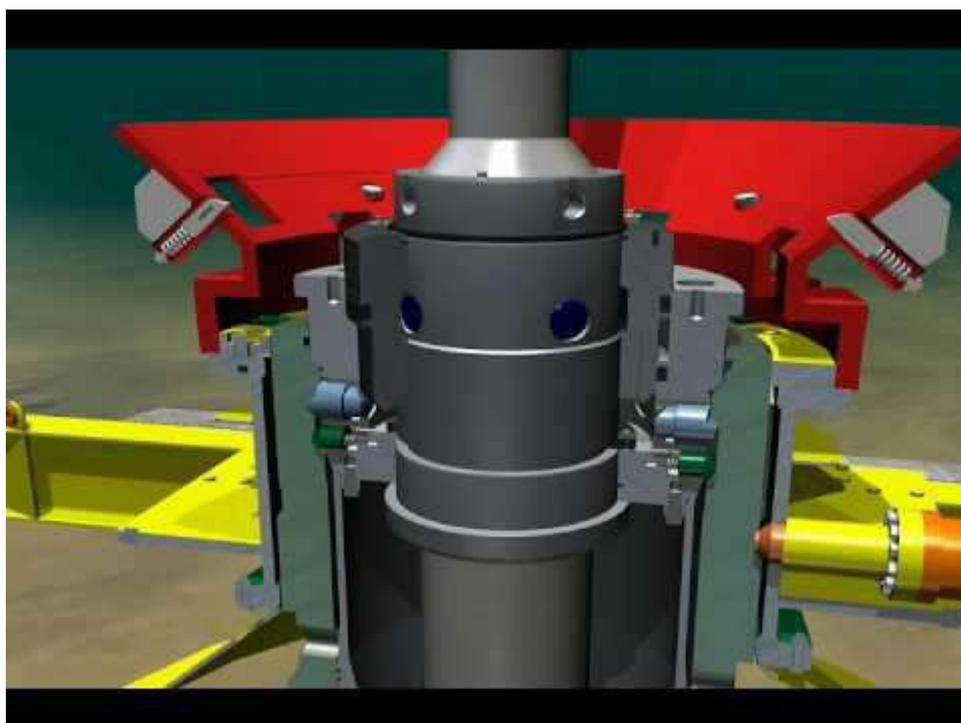


Figure 69 – Adaptador de baixa pressão conectado à coluna de perfuração. No centro da figura a DAT (Drill ahead tool), atuando como interface entre o revestimento e a coluna de perfuração.

(<http://www.youtube.com/watch?v=xENM4hNI3yA>)



Figura 70 – DAT (drill ahead tool)

(<http://c-a-m.com/Forms/Media.aspx?MediaID=79a48c6b-fb9c-4497-8cc9-5d7422fe51f9>)

4.4.2 Descida do Revestimento de Superfície e Alojador de Alta Pressão

Com a descida do revestimento de superfície, o alojador de alta pressão deve ser encaixado sobre o alojador de baixa pressão. Para que possa alcançar o fundo do mar, em um primeiro momento, a coluna de revestimento vai sendo montada com auxílio dos conectores certos para a aplicação e dos instrumentos de torque. Em seguida, as juntas unidas vão sendo descidas no poço, a medida que são introduzidas no poço a equipe de perfuração as vai enchendo de lama para evitar seu colapso devido à excesso de pressão externa. No topo da coluna de revestimento de superfície é montado o alojador de alta pressão que será encaixado ao alojador de baixa pressão.

A base de alta pressão é chamada assim pois deverá suportar toda a enorme pressão contida pelo BOP em caso de um kick no poço. O conjunto é mais uma vez descido por auxílio de uma ferramenta de assentamento (running tool de revestimento) que acopla o revestimento à coluna de drill pipes, permitindo que o revestimento chegue ao nível do solo marinho para que possam ser assentadas na base de baixa pressão. O travamento da base de alta pressão depende do mecanismo adotado pelo fabricante, em geral o mecanismo se baseia na aplicação de uma pressão vertical no sentido ascendente seguida do travamento de um mecanismo hidráulico. Com a instalação deste sistema finaliza-se a montagem da cabeça do poço e todos os demais revestimentos que serão descidos no poço serão então ancorados nos suspensores de revestimento da cabeça do poço (casing hangers). Cada novo revestimento que é descido tem um equipamento conhecido como cabeça ou topo de revestimento (Casing head) que é o elemento responsável pelo acoplamento da coluna de revestimento na cabeça do poço.

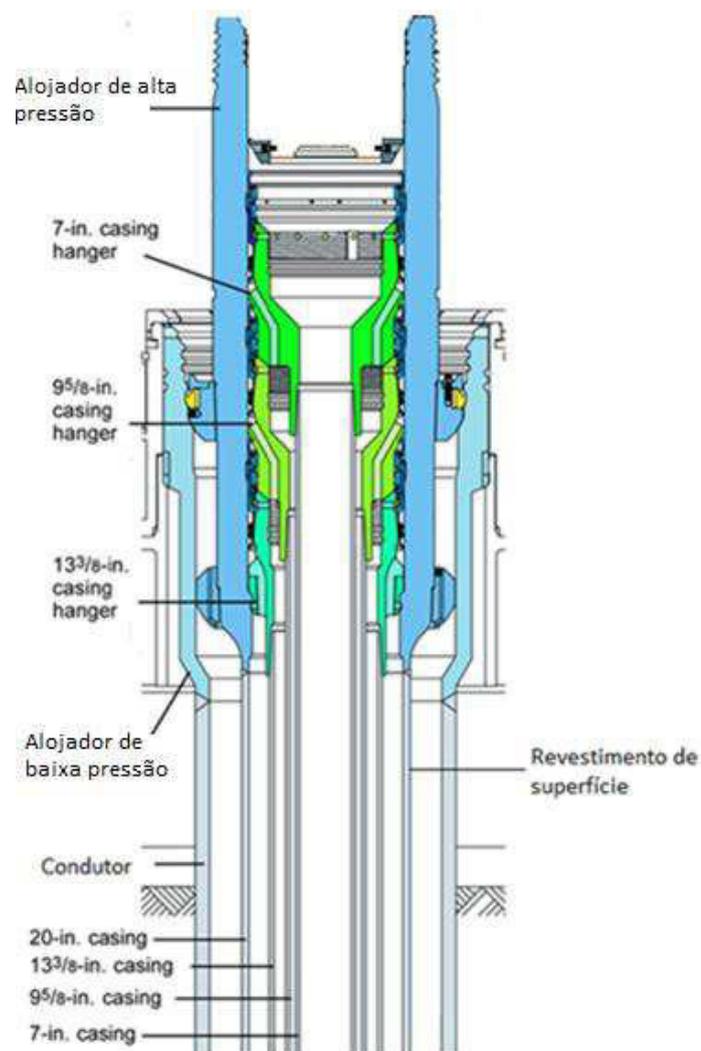


Figura 71 – Conjunto completo da cabeça de poço

(<http://c-a-m.com/Forms/Media.aspx?MediaID=79a48c6b-fb9c-4497-8cc9-5d7422fe51f9>)

4.5 Descida de Coluna de Riser de Perfuração e BOP

Entre todos os equipamentos existentes numa sonda de perfuração, o BOP é a mais importante ferramenta usada para garantir a segurança durante a execução do poço. Seu bom funcionamento é crucial tendo em vista que é o equipamento usado para conter e permitir a circulação de kicks no poço. Os kicks acontecem quando a perfuração do poço atinge uma região contendo fluidos com uma pressão anormalmente alta. Devido ao diferencial de pressão existente entre a formação e o poço, ocorre um influxo de fluidos para o interior do poço. Quando não controlado, esses fluidos migram para a superfície, levando a um Blowout (acidente de maiores proporções na indústria do petróleo, muito associado a grande danos ambientais e a perda de vidas humanas). Dito isso, não é difícil perceber o quão importante é garantir o bom funcionamento do BOP. Exatamente por esse motivo que a descida do BOP, juntamente com a coluna de riser e os testes realizados para garantir sua eficiência estão entre os procedimentos mais impactantes sobre a segurança das operações de perfuração. Nessa seção, serão descritos os procedimentos de descida da coluna de risers e do BOP assim como os testes de pressão realizados ao longo da descida.

Em um primeiro momento, antes de se colocar o BOP sobre a moonpool⁷ da sonda, é preciso mover a sonda para uma locação segura. Em linhas gerais, isso é feito para evitar que uma eventual queda de algum objeto atinja a cabeça do poço, o que danificaria irreversivelmente o poço. Em seguida, é importante que os equipamentos necessários para deslocar o BOP estejam operacionais. Na sequência, o BOP e o LMRP (Low Marine Riser Package, sistema que permite a desconexão de emergência da sonda com o poço) são montados, geralmente em uma região abaixo do piso da plataforma. O próximo passo é colocar o conjunto BOP – LMRP em posição (abaixo da mesa rotativa), isso é feito com a utilização de um sistema de movimentação de cargas hidráulico (normalmente, esse equipamento é um guincho de grandes proporções). Com o BOP já sob a mesa rotativa, é montada a primeira junta sobre o LMRP, essa junta será uma junta flexível. A utilização de tal equipamento é fundamental para que seja possível reduzir os momentos fletores oriundos da movimentação da coluna de riser. Para acoplar a junta ao LMRP faz-se uso de um adaptador de riser com conexão do tipo flange.

⁷ Moonpool: É a região da sonda em que existe um caminho livre até o mar. É por este ponto que passam os equipamentos que serão descidos para o poço.



Figura 72 – Adaptador de riser, usado para fazer a conexão entre o LMRP e a coluna de riser.
(<http://www.energyclaims.net/assets/Marine-Drilling-Riser-and-LMRP.pdf>)

As conexões entre as juntas de riser são um tema importante a ser abordado nesse trabalho, tendo em vista que a descida da coluna de riser consome uma quantidade considerável de tempo de sonda. Nas juntas de riser mais modernas existentes, as conexões são do tipo “quick latch”, isto é, são conexões que não possuem nenhum tipo de roscas ou parafuso. O mecanismo por trás do funcionamento dessas conexões é o travamento de duas fileiras de dogs. As juntas de riser tem em uma extremidade um adaptador do tipo macho e na outra um do tipo fêmea. A coluna é então montada com as extremidades do tipo macho se encaixando nas do tipo fêmea. Dentro dos adaptadores, existem mecanismos de travamento rápido, responsáveis por conectar as juntas, as deixando estanques e resistentes à pressões de 10000 psia. Nesse trabalho não serão descritos com detalhes os mecanismos de travamento, já que existem uma série de empresas que fabricam diversos mecanismos do tipo no mercado, cada um deles especializado em lidar com situações diferentes. O ponto fundamental é que as juntas de riser usadas atualmente são conectadas rapidamente sem a necessidade de usar roscas ou parafusos. Algumas tecnologias permitem o travamento da conexão em poucos segundos.

Após a instalação da primeira junta conectada ao LMRP, é montada a segunda junta que levará à submersão do BOP e do LMRP. Desse ponto em diante, as juntas de riser vão sendo montadas aumentando cada vez mais a profundidade. A conexão entre as juntas de riser precisam ser testadas com regularidade a medida em

que não sendo instaladas. É portanto, prática comum que as operadoras realizem testes de pressão nos risers que estão sendo descidos. Apesar de ser um procedimento universal, a frequência com a qual os testes serão realizados é arbitrária e cada empresa age de acordo com procedimentos próprios. Fazer testes em excesso implicaria em perder muito tempo, tendo em vista que leva-se alguns minutos até que o teste seja concluído. Além disso, existe um risco associado com a realização de testes à altas pressões, em geral os operadores querem minimizar a realização desse tipo de teste, que exigem uma série medidas de segurança. Por outro lado, fazer testes em uma frequência pequena demais, poderia acarretar problemas na detecção de um possível vazamento. Somando-se a isso, se um vazamento for detectado após muitas seções terem sido descidas, isso implicará em trazer a bordo um longo comprimento da coluna de risers para corrigir o problema, mais uma vez impactando sobre o tempo de uso da sonda.

Os testes de pressão na seção de riser e BOP são divididos em etapas de baixa e alta pressão. Cada operador utiliza procedimentos próprios que determinam a pressão e o tempo em que as linhas do riser ficarão pressurizadas. Será apresentada nessa seção um exemplo de como um operador conduziria os testes de pressão. As linhas de choke e de kill devem ser testadas primeiro à baixa pressão (250 a 300 Psi) por 5 minutos, em seguida são testadas à alta pressão (13000 a 15000 Psi) também por 5 minutos. Já as linhas de mud booster e a linha de conduíte são testadas à baixa pressão (250 a 300 psi) por 5 minutos e em seguida à alta pressão (5000 psi). É importante lembrar que a todas as linhas do riser, com exceção da linha de conduíte são testadas com água do mar que é pressurizada com auxílio das bombas da unidade de cimentação. A linha de conduíte, por ser responsável pelo transporte de fluido hidráulico do BOP, precisa ser testada com água dessalinizada para evitar contaminação.

Um dos critérios importantes e que definem como as juntas de riser serão dispostas é a necessidade de flutuação da coluna. Compondo a coluna de riser são utilizados uma série de equipamentos e juntas com capacidade de flutuação distintas. Na base da coluna está o BOP que se conecta à cabeça do poço, acima dele está acoplado o LMRP (Low Marine riser Package). Para diminuir os grandes momentos fletores gerados pelo passeio da sonda ao redor da cabeça do poço, é instalada uma junta flexível submarina, diretamente sobre o LMRP. Acima do LMRP, juntas de tubo conhecidas como slick joints são instaladas, a única distinção dessas juntas para as juntas de riser convencional é que elas não possuem flutuadores. Acima das slick

joints estão dispostas as juntas de riser, dotadas de flutuadores que as conferem fluviabilidade positiva. Essas juntas de riser de perfuração compõem a maior parte do comprimento da coluna que liga o LMRP à sonda. Acima da coluna de riser são adicionadas as pup joints (Juntas de riser de comprimento reduzido). Por cima delas, será instalada a junta telescópica. Esse equipamento é responsável por reduzir drasticamente a criação de esforços mecânicos no riser devido ao movimento de heave e ao passeio da sonda. A junta telescópica deve ser acoplada ao anel tensionador que servirá como interface entre a coluna de riser e o tensionador de riser. Esse equipamento é fundamental pois as juntas de riser de perfuração foram projetadas para trabalhar sobre esforços trativos.

Acima do anel tensionador o diverter deve ser instalado. Esse equipamento é responsável por fazer a circulação de qualquer influxo da formação que tenha passado do BOP. Caso isso aconteça, o diverter é usado para redirecionar para longe da sonda todos os fluidos que sobem por o interior da coluna de riser.

Quando quantidade suficiente de juntas de riser são adicionadas à coluna, o BOP alcança o fundo do mar e pode então ser conectado à cabeça do poço, mais especificamente ao adaptador de alta pressão. É sempre recomendado que a resistência do cimento do revestimento de superfície seja checada antes de se instalar o BOP, é importante ter em mente que a cabeça do poço deverá ser capaz de sustentar o peso do equipamento, que pode chegar a 300 toneladas toneladas. Além do enorme peso do BOP, outro carregamento que os revestimentos condutor e de superfície devem suportar é o momento fletor gerado pela movimentação da sonda. Em águas profundas isso tornou-se um aspecto crítico e atualmente, as bases adaptadoras de baixa pressão precisam ser fabricadas com aço de alta resistência e com grandes espessuras. Dessa forma, é possível operar evitando falhas mecânicas nos equipamentos.

Nesse ponto, a equipe está pronta para fazer a conexão do BOP na cabeça do poço. Essa operação é feita com bastante cuidado pois o BOP é extremamente pesado e se, por algum movimento da sonda, ele atingir a cabeça do poço pode ocorrer um dano no mecanismo de vedação do adaptador de alta pressão, o que condenaria o poço. Por essa razão, em geral o conector do BOP é cercado por uma boca de sino que minimiza o risco de danos ao conector na cabeça do poço. Ao término da etapa de posicionamento das duas estruturas, é acionado o mecanismo hidráulico para travar os dogs do conector. Uma vez conectado, alguns testes

precisam ser realizados para garantir que o BOP está bem encaixado. Em um primeiro momento, um ROV é usado para que seja possível identificar através de imagens, se a cabeça do poço experimentou alguma subsidência. Em seguida, faz-se um teste no qual o BOP é tracionado com uma carga aproximada de 20 toneladas, isso comprova que o BOP está bem conectado no alojador de alta pressão e que a cabeça do poço está firmemente assentada. Por fim, alguns testes de pressão são realizados para garantir que não há vazamentos na conexão.

Agora efetivamente começam os testes do BOP, etapa complexa que exige muitos cuidados em sua execução. Antes de iniciar a montagem dos equipamentos para executar o teste, é preciso retirar o riser running tool do top drive. Para executar os testes é preciso instalar o plugue de teste na cabeça do poço. Esta ferramenta tem a função de conter a pressão aplicada ao longo do teste no sentido de cima para baixo, já que o BOP foi todo projetado para resistir pressões oriundas de dentro do poço, ou seja, pressões vindas de baixo. Em seguida, cada elemento de vedação do BOP deve ser testado individualmente a diferentes níveis de pressão para que se possa garantir que estão aptos a resistir os esforços aos quais podem vir a ser submetidos no caso de acionamento do BOP.



Figura 73 – Conexão entre duas juntas de riser

(<http://www.nadragroup.com/en/news/news-and-media/1108-aker-nets-fifth-riser-order-from-atwood-oceanics>)

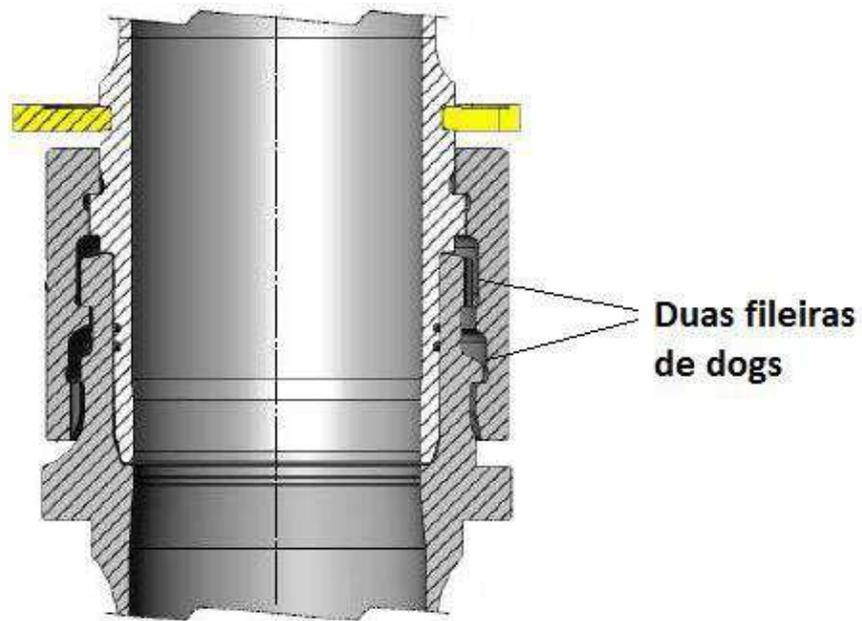
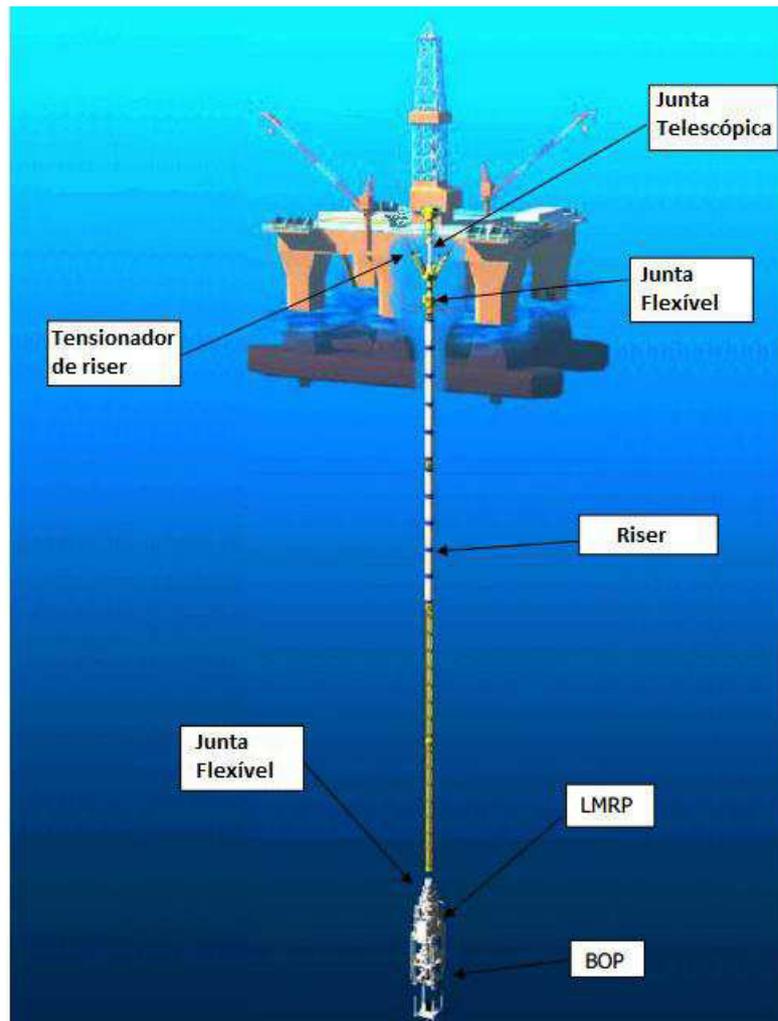


Figura 74 – Visão interna da conexão do riser
(Coraça, M Aker Drilling Riser Brazil. 2010)



5 Operações Frequentes

As operações que se repetem muitas vezes ao longo da perfuração de um poço serão classificadas como operações frequentes e serão então abordadas nesta seção.

5.1 Operações de Cimentação

O cimento é um material muito importante ao longo de toda a vida de um campo de petróleo, é usado desde a perfuração ao abandono. Os principais objetivos da cimentação primária são:

- Prover isolamento entre o poço e as formações;
- Prover isolamento entre as diferentes formações atravessadas pelo poço;
- Conferir rigidez estrutural e impedir desmoronamentos das paredes do poço;
- Proteger zonas de água doce, impedindo sua contaminação;
- Proteger a coluna de revestimentos de fluidos corrosivos das formações;

As técnicas modernas de cimentação envolvem a utilização de pastas de cimento altamente tecnológicas. Essas pastas, contém aditivos cujas funções são as mais variadas possíveis. A escolha da composição da pasta de cimento a ser usada não é um trabalho trivial, esse parâmetro é fundamental para garantir a segurança e também a eficiência produtiva de um poço ao longo de toda a sua vida. Por tal motivo, torna-se crucial analisar as condições específicas existentes em cada cenário de modo a escolher a melhor composição possível.

5.1.1 Cimentação Primária

Em perfuração, o processo mais importante e usual é conhecido como cimentação primária. A cimentação primária de um poço consiste em injetar cimento no espaço anular, entre o revestimento e a parede do poço. Esse processo é fundamental para garantir a integridade do poço e a segurança das operações de perfuração. Uma particularidade da cimentação primária é que essa operação deve ser executada sem que ocorram erros no processo, tendo em vista que as medidas necessárias para corrigir falhas nessa etapa são altamente custosas. Uma vez endurecido, se torna impossível bombear mais cimento de maneira convencional e,

se a pasta não atingir a altura ideal dentro do anular, será preciso fazer um squeeze de cimento. Essa técnica envolve a realização de operações delicadas e demoradas, grandes complicações do ponto de vista financeiro do projeto. Por tal motivo, é extremamente importante planejar e fazer um bom projeto para alcançar bons resultados.

Um outro aspecto fundamental da cimentação é a forma como o cimento é colocado em posição no anular e é exatamente esse aspecto mais operacional, que será o foco desta seção. Nesse âmbito, é crucial ter em mente a importância da camada de cimento ser contínua, uniforme e ter a altura certa no interior do espaço anular.

5.1.1.1 Cimentação em Terra

Quando a equipe de perfuração atinge a profundidade em que se deseja assentar uma coluna de revestimento, a perfuração pára e circula-se lama para limpar o poço de todos os cascalhos. Essa etapa de circulação de fluidos, requer a circulação de no mínimo um volume de lama equivalente ao volume total do poço. Em seguida, a coluna de perfuração é retirada e o revestimento é inserido no poço com o auxílio do elevador do top drive. É importante ter em mente que a coluna de revestimentos passará todo o tempo da operação de cimentação sendo sustentada pelo elevador do top drive. Isso permite à equipe fazer movimentos de rotação e translação da coluna de revestimento no poço, o que ajuda a remover o reboco (por ação dos arranhadores) e a criar uma camada de cimento mais homogênea. Na extremidade inferior do revestimento é montada um conjunto sapata flutuante e colar flutuante. A sapata flutuante tem a importante função de guiar a seção de revestimento para o centro do poço, impedindo que ocorra um choque do revestimento com as paredes do poço. Além disso, ela possui uma válvula de retenção que impede o retorno de cimento para dentro do revestimento durante o bombeio. O colar flutuante possui uma válvula de funcionamento análogo à válvula da sapata e também é usado com o objetivo de impedir o retorno do cimento para dentro do revestimento. As válvulas do colar e da sapata flutuante são redundantes, seu uso em conjunto não é mandatório mas aumenta a segurança da operação. Quando usadas concomitantemente, essas válvulas são instaladas no revestimento com uma distância entre si de 1 a 4 seções de revestimento.

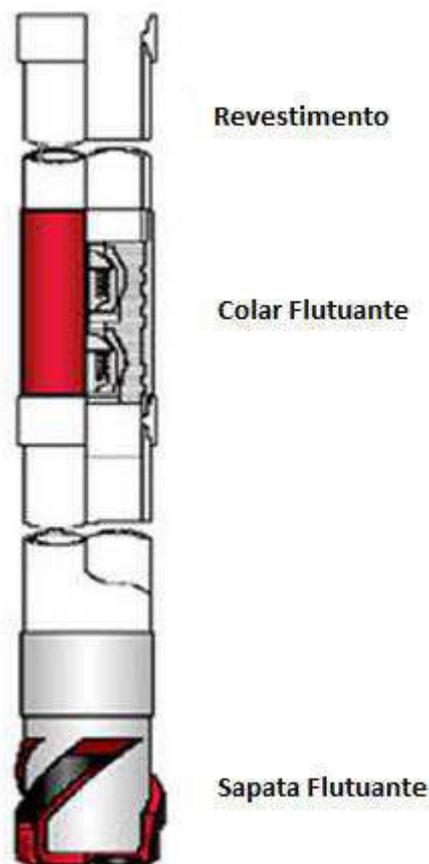


Figura 76 – Esquema básico mostrando a extremidade inferior do revestimento a ser cimentado com o colar e sapata flutuante. (http://www.worldoil.com/uploadedimages/Issues/Articles/Mar-2009/09-03_Casing_Fu_fig4.jpg)

Além desses dois equipamentos importantes, existem também outras duas ferramentas fundamentais que precisam ser descidas juntamente com o revestimento para permitir uma cimentação eficiente, são os espaçadores e os arranhadores. Os centralizador são usados para permitir que a coluna de revestimento fique bem centralizada no poço, o que permite a criação de uma camada de cimento mais homogênea cobrindo o espaço anular. Além disso, os centralizadores reduzem o arrasto da coluna de revestimentos com a parede do poço e também impedem que a coluna fique presa. O processo de aprisionamento da coluna acontece quando esta entra em contato com uma formação permeável cuja pressão de poros é menor que a pressão hidrostática dentro do poço. Esse gradiente de pressão gera uma força no sentido de prender a coluna na parede do poço. O tempo gasto para solucionar esse problema é uma causa comum de tempo não produtivo durante operações de perfuração, para mitigá-lo é importante dimensionar corretamente a quantidade de centralizadores a ser usada. Essa quantidade pode variar muito dependendo do projeto do poço, pode ser usado apenas um centralizador a cada 4 juntas de revestimento, ou pode-se chegar a instalar 2 centralizadores por junta. Para

determinar essa densidade de utilização de centralizadores é preciso ter conhecimento de diversos parâmetros relacionados à reologia dos fluidos, ao perfil do poço e ao diâmetro do revestimento em relação ao diâmetro do poço aberto. Geralmente utiliza-se um software que calcula a quantidade ótima de centralizadores que deve ser utilizada. Outro equipamento muito importante é o arranhador, sua função é remover o reboco deixado pelo fluido de perfuração, tendo em vista que o reboco pode contaminar o cimento e prejudicar sua aderência às paredes do poço.



Figura 77 – Exemplos típicos de centralizadores de coluna

(http://www.halliburton.com/public/news/source_files/Newsletters/KCNews/2005/Images/JunCem05CasEq_b1.jp

g)

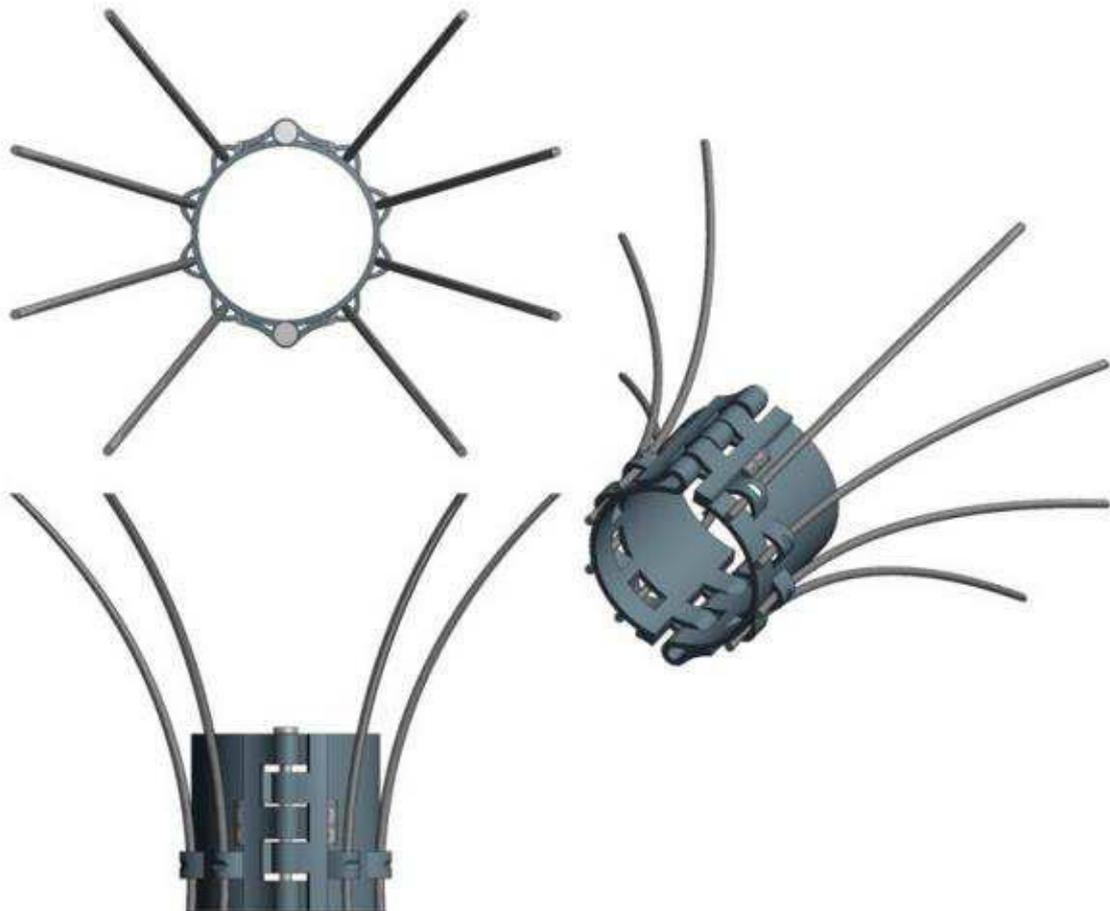


Figura 78 – Arranhadores usados para remover reboco das parede do poço
(<http://www.antelopeoiltool.com/products/series-100-wire-scratchers.html>)

Para operações em terra, a equipe responsável pela cimentação acopla na extremidade superior do revestimento um equipamento conhecido como cabeça de cimentação. A cabeça de cimentação é usada para conectar as bombas da unidade de cimentação ao tubo que conduzirá o cimento até a profundidade desejada. Esse equipamento aloja em seu interior dois plugues de cimentação, que são usados para impedir que o cimento entre em contato com resquícios de lama ou fluidos da formação. Antes do lançamento do primeiro plugue, o operador pode optar por injetar um tipo diferente de fluido de perfuração, conhecido como colchão de lavagem. Esse fluido não contamina o cimento como a lama de perfuração convencional e, por esse motivo, é usado para limpar o poço dos contaminantes existentes. Posteriormente à circulação do colchão de lavagem, um membro da equipe lança o plugue de cimentação alojado na parte de baixo da cabeça de cimentação, imediatamente antes do início do bombeio da pasta de cimento. O plugue separa o cimento de qualquer outro fluido do poço, diminuindo ainda mais o contato do cimento com os contaminantes. A próxima etapa consiste em misturar e

bombear o cimento à alta pressão, dessa forma a pasta vai empurrando o plugue de baixo até que este fica retido sobre o colar flutuante. Nesse momento, devido a pressão de bombeio, um disco de ruptura no centro do plugue se rompe, permitindo a passagem do cimento através dele. Quando todo o volume de cimento necessário para revestir o anular for bombeado, o plugue de cima é liberado e o cimento pode ser empurrado para baixo com auxílio de um fluido deslocante que é bombeado, empurrando o plugue de cima em direção ao fundo do poço. Esse fluido deslocante é uma lama de baixa densidade, ela é usada para que haja um diferencial de pressão entre o anular e o interior do revestimento. Esse diferencial de pressão é benéfico pois gera uma carga na interface do revestimento com o cimento, esse fenômeno é crucial para garantir a ligação do cimento na parede do tubo por longos períodos de tempo.

Quando o plugue de cima fica retido sobre o colar flutuante ocorre um aumento brusco na pressão de bombeio (a passagem de fluido é completamente interrompida). Nesse momento a equipe desliga as bombas e a operação de cimentação está quase completa, resta agora esperar o cimento endurecer. Vale lembrar que nesse ponto a pressão hidrostática do anular geralmente é maior que a pressão hidrostática no interior da coluna, sendo assim, a sapata flutuante entra em ação, impedindo o fluxo do cimento do anular para o interior do revestimento. O processo de pega do cimento leva em média de 12 a 24 horas, ao término desse período, se houver uma nova fase a ser perfurada, a coluna de perfuração e broca são descidas no poço. Os equipamentos que ficaram no interior do revestimento serão triturados pela broca, juntamente com o excesso de cimento entre o colar flutuante e a sapata flutuante, o que dará espaço para a broca seguir livremente perfurando novas formações.



Figura 79 – Cabeça de cimentação alojando os plugues
(<http://www.top-co.ca/Products.aspx>)

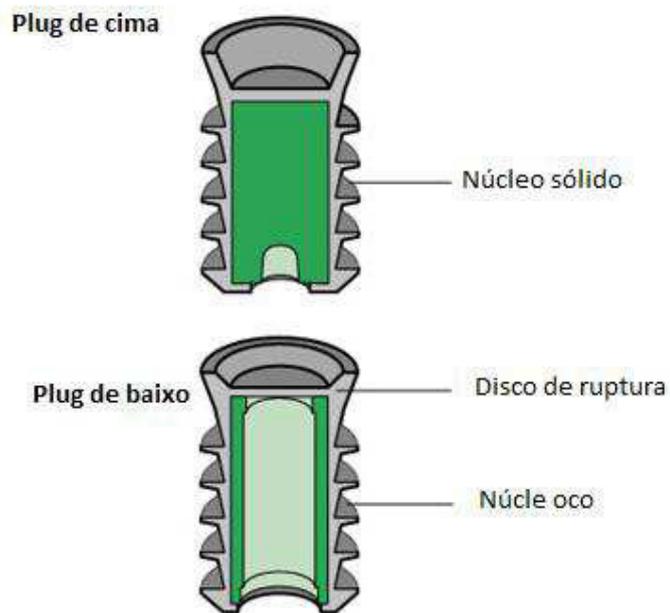


Figura 80 - Plugues de cimentação
(http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=317&c_id=1)

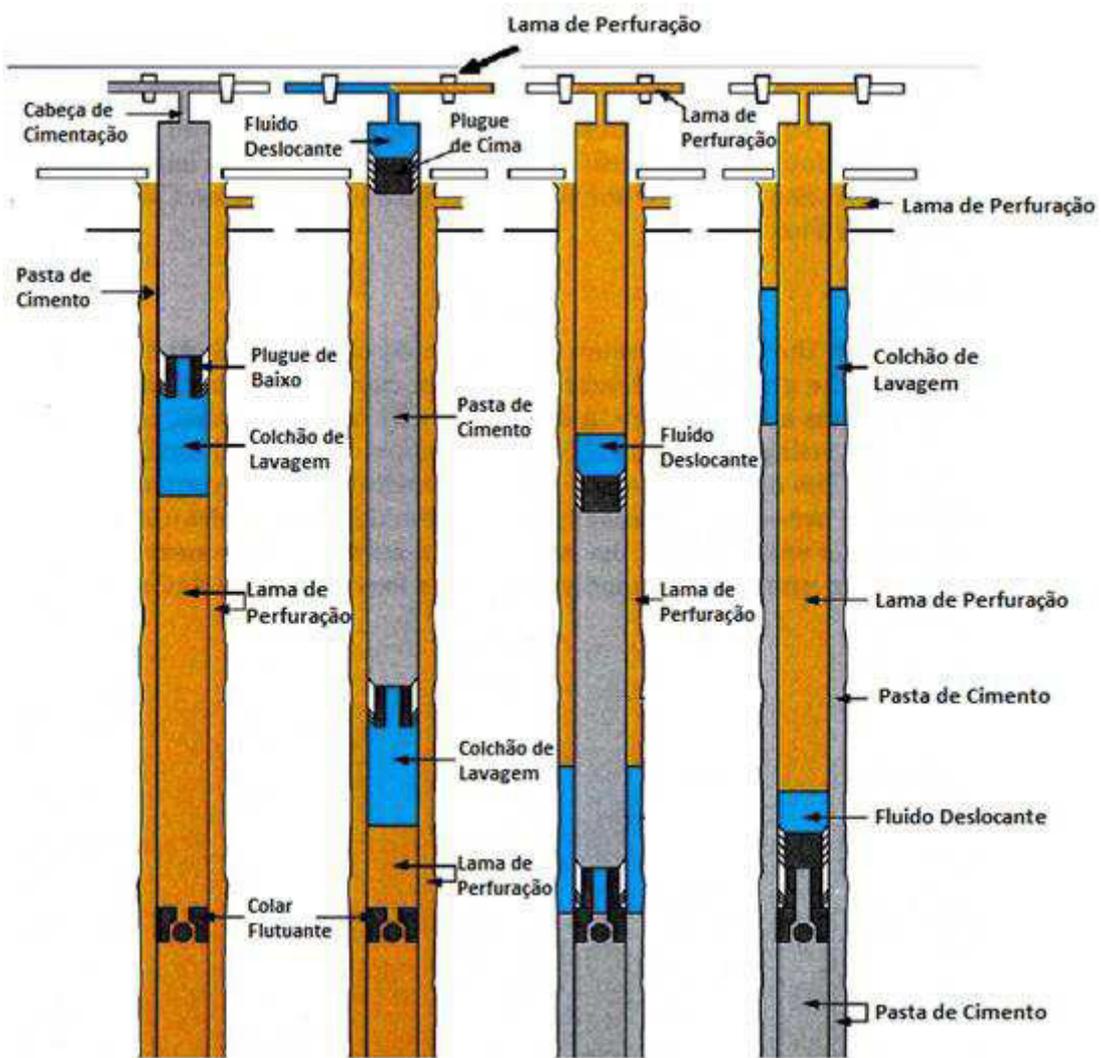


Figura 81 – Sequência da operação de cimentação. (Introduction to Associated Drilling Operations in Oil Well Drilling)

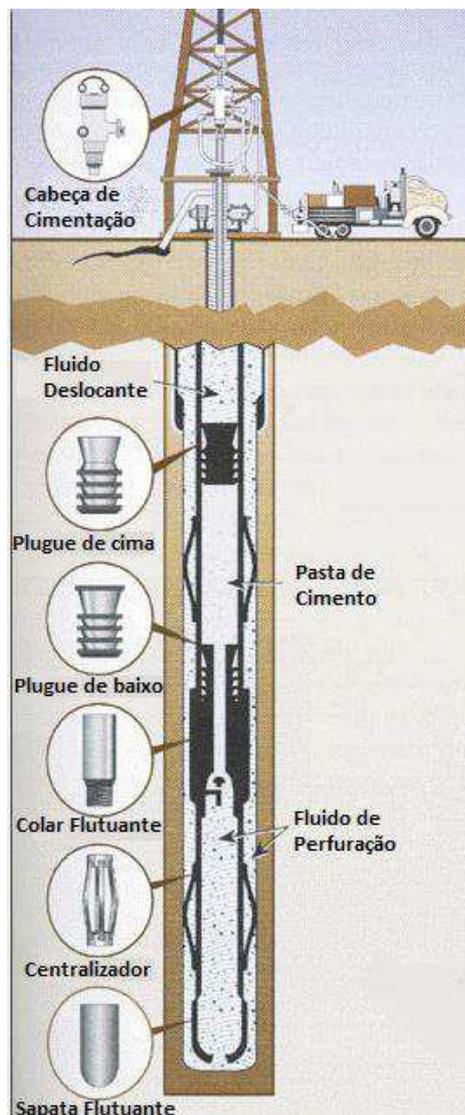


Figura 82 – Arranjo típico de cimentação primária
<http://www.blueridgegroup.com/v4.0/index-1-3.html>

5.1.1.2 Cimentação no Mar

Uma das grandes diferenças entre as operações offshore e as terrestres é que o revestimento é descido acoplado à coluna de perfuração. Este procedimento é necessário pois a cabeça do poço (onde o revestimento ficará ancorado) está no fundo do oceano. Nestes casos a cabeça de cimentação é acoplada ao drill pipe, que será o elemento de condução do cimento até o fundo do poço. Para que o revestimento possa ficar conectado ao drill pipe enquanto ambos são descidos até o solo marinho, é usado um equipamento conhecido como running tool. Ao término do assentamento do revestimento e da cimentação, no momento em que o cimento já tenha endurecido, a running tool pode ser acionada, desconectando a coluna de perfuração do revestimento. O funcionamento da running tool depende do mecanismo utilizado pelo fabricante. Em geral seu funcionamento é simples, basta

rotacionar a coluna e aplicar uma força na direção do fundo do poço para que o drill pipe se solte do revestimento.

5.1.2 Cimentação de Liner

Um liner é um revestimento que não chega à superfície e que é ancorado através de um liner hanger na última seção de revestimento existente no poço. A cimentação desse tipo de revestimento é um grande desafio técnico que requer grande precisão. É fundamental garantir a estanqueidade da ligação do liner com o revestimento ao qual o primeiro estará ancorado. Para tal, o trabalho de cimentação deve ser realizado com atenção redobrada.

Em um primeiro momento, o liner é montado e inserido no poço com uma coluna de drill pipe em seu interior. O equipamento que faz a conexão entre o drill pipe e o liner é chamado liner hanger, essa ferramenta é instalada no topo do liner e pode ser atuada mecanicamente ou hidráulicamente. Em geral o liner é sobreposto ao revestimento em que será ancorado, ou seja, o topo do liner fica dezenas de metros acima da base do revestimento, como indica a figura 6.8. Esta sobreposição ajuda a prover estanqueidade no ponto de ancoragem do liner.

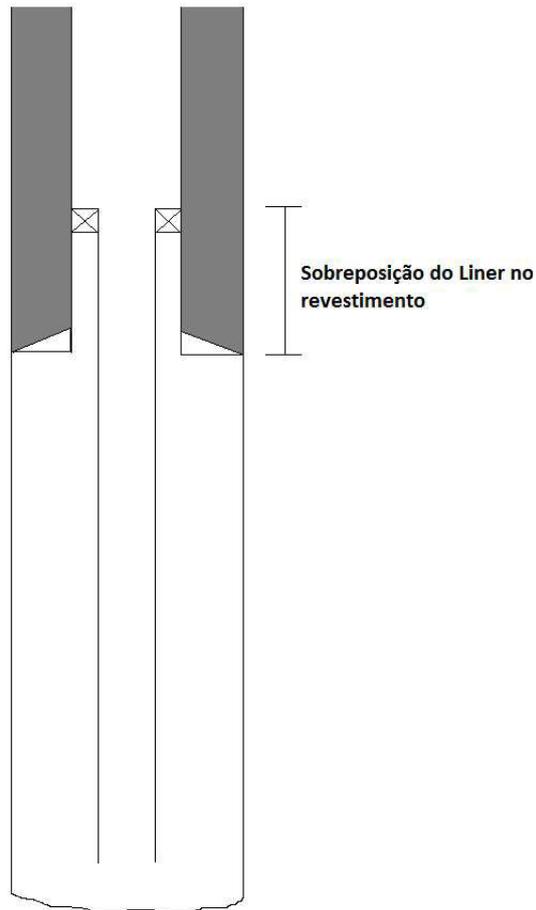


Figura 83 – Sobreposição do liner com o revestimento (em geral da ordem de algumas dezenas de metros).
Permite melhor estanqueidade da ligação do liner com o revestimento. (Acervo do Autor)

Ao alcançar a altura desejada no interior do poço, a equipe da sonda aciona o liner hanger e o dispositivo faz a ancoragem do liner junto ao revestimento. Em um primeiro momento, a conexão do liner com o revestimento não é estanque, o que permite a passagem de fluidos, de modo que seja possível realizar a cimentação de forma adequada. Os liner hangers mais modernos funcionam com base em um sistema expansível bastante complexo. Cada empresa prestadora de serviços possui sistemas próprios de acionamento do liner hanger e a operação destes equipamentos é responsabilidade de funcionários da prestadora. Uma vez ancorados ao revestimento, os drill pipes que estão ligados às bombas da sonda, circulam fluido no interior do poço para limpá-lo, nesse tipo de cimentação também se usa a técnica do colchão de lavagem. Em seguida, uma sequência de ações semelhante àquelas executadas em operações de cimentação primária são também executadas. O cimento é bombeado para o interior do poço, passando por dentro do drill pipe. Quando todo o volume de cimento desejado é bombeado para dentro do poço, um plugue é lançado da cabeça de cimentação e se assenta no colar flutuante. Nesse momento ocorre um

aumento grande na pressão de bombeio (vide figura 6.9) e isso sinaliza que todo o cimento já está disposto no anular. Nesse momento a coluna de perfuração deve ser liberada do liner antes que ocorra a pega do cimento, para tal, a ferramenta de liner hanger mais uma vez precisa ser acionada. Um determinado volume de cimento bombeado passa do ponto de ancoragem entre o liner e o revestimento, esse excesso de cimento pode ser removido por ação de lavagem ou pode ser perfurado quando a perfuração se reinicia. Se por algum motivo o cimento não ultrapassar o liner hanger, é preciso fazer um squeeze de cimento na região. Isto é fundamental pois o cimento será importante para garantir a estanqueidade da ligação entra as duas colunas.

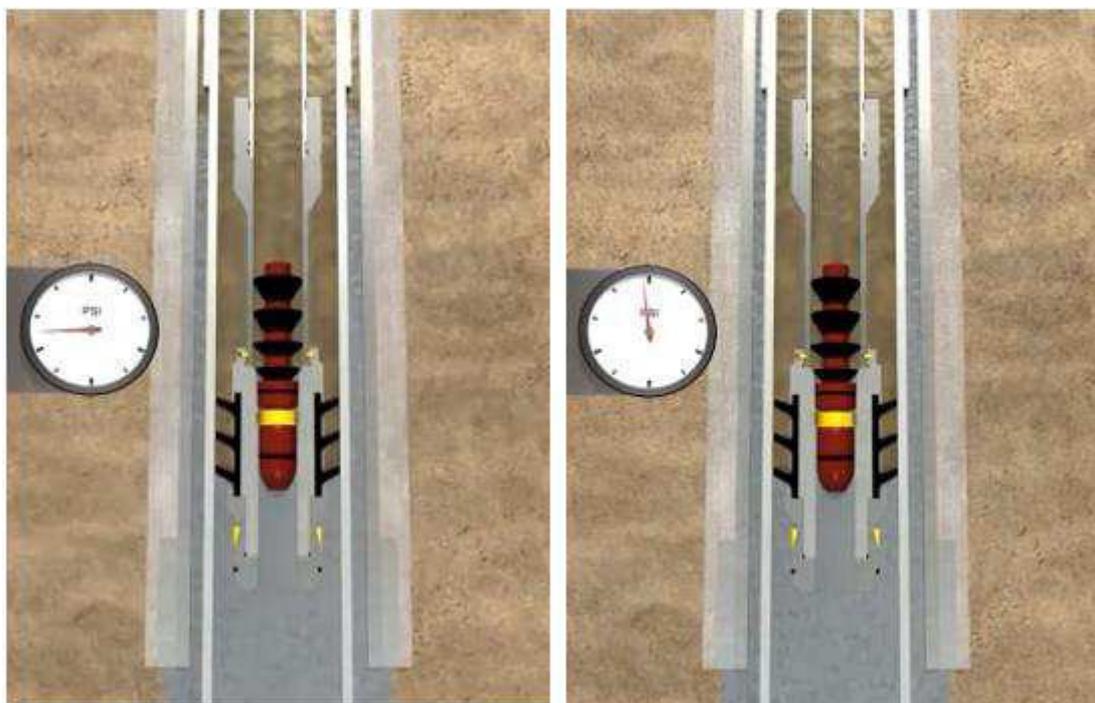


Figura 84 – Tampão de cimento já alojado. Na figura da direita o indicador de pressão de bombeio já mostrando o aumento de pressão. (<http://www.youtube.com/watch?v=nH8P-hmVt64>)

Atualmente, é comum fazer a cimentação antes da ancoragem do liner junto ao revestimento. Este tipo de operação tem o potencial de resultar em uma cimentação de maior qualidade, isto ocorre pois o liner pode ser movido durante o bombeio do cimento. A movimentação permite uma melhor remoção da lama que está no anular de modo a diminuir contaminações e melhorar a homogeneidade da camada de cimento.

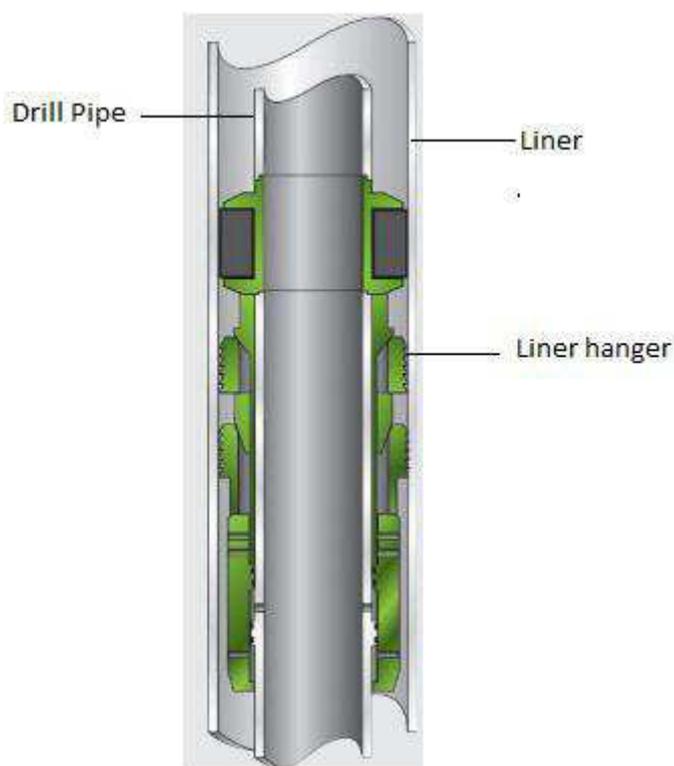


Figura 85 – Ferramenta Liner Hanger convencional.

(<http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Brochures/web/H05234.pdf>)

5.1.3 Cimentação Secundária

A cimentação secundária é uma operação que precisa ser executada sempre que ocorre um problema na cimentação primária. As operações desse tipo de cimentação requerem tanta técnica, conhecimento e experiência operacional quanto as operações de cimentação primária. Entretanto, são realizadas em condições de poço desconhecidas (ou mesmo fora de controle) e quando o tempo de sonda perdido já eleva demasiadamente os custos da campanha. Essas condições são ideais para que decisões precipitadas sejam tomadas, o que pode comprometer a qualidade e a segurança da execução da atividade. É por esse motivo que planejamento e análise de riscos são cruciais para o sucesso das operações de cimentação secundária.

5.1.4 Squeeze de Cimento

Um squeeze de cimento é uma técnica muito utilizada para corrigir erros na cimentação primária. Pode também ser usado para solucionar problemas de perda de circulação e durante operações de produção (fechar canhoneados para diminuir produção de água). Em linhas gerais, a técnica consiste em bombear cimento para dentro do poço. Como os fluidos tendem a seguir o caminho de menor resistência, o

cimento é forçado a entrar nas cavidades ou falhas formadas ao longo do processo de cimentação primária. Para que o squeeze tenha um melhor direcionamento no interior do poço, geralmente são utilizados packers. Essas ferramentas tem a função de isolar as zonas de poço aberto nas quais não se tem interesse em cimentar. Assim é possível economizar cimento. Em alguns casos, bridge plugs⁸ também podem ser usados para isolar a área em que se tem interesse de executar o squeeze. É comum usar squeezes de cimento para reparar falhas deixadas para trás durante o processo de cimentação primária. Muitas vezes isto implica em fazer um reparo ou enxerto de cimento por trás do revestimento. Para ser possível acessar essa região, é preciso abrir um corte na coluna de revestimentos e para isso são utilizados alguns equipamentos especiais. Em alguns casos, utiliza-se aparelhos de canhoneio, calibrados especificamente para este tipo de operação. Outro equipamento muito importante para realizar o squeeze de cimento é o manifold de squeeze. Essa ferramenta, permite que as pressões e vazões sejam monitoradas detalhadamente e que ações rápidas possam ser tomadas no caso de haver alguma variação importante nos parâmetros operacionais.

Antes de tentar um squeeze de cimento, é muito importante avaliar alguns fatores, são eles:

- A magnitude do problema na cimentação primária
- Se o squeeze de cimento pode resolver o problema
- Quais são os riscos envolvidos
- Se é economicamente viável executar essa operação

Depois de avaliar essas questões, a operadora ainda precisa escolher qual tipo de squeeze irá utilizar. Existem alguns tipos de squeeze, cada um deles sendo utilizado para circunstâncias específicas.

5.1.4.1 Running Squeeze

Essa operação é caracterizada pelo bombeamento de cimento para o poço, com o objetivo de forçar a entrada da pasta no intervalo de interesse. Apesar de ser um procedimento simples do ponto de vista de projeto, o running squeeze é complexo do ponto de vista operacional. Para que esta operação seja bem sucedida, é muito importante que a pressão aplicada seja monitorada cuidadosamente. Isto é necessário pois o aumento da pressão no poço indica que a pasta de cimento está sendo empurrada para o interior da zona de interesse, nesse ponto é importante

⁸ Bridge Plug: Ferramenta utilizada para isolar porções inferiores do poço. Provê estanqueidade no que se refere à pressão e à passagem de fluidos.

diminuir a vazão das bombas. Desse modo, é possível controlar a velocidade de entrada do cimento no intervalo de interesse, permitindo assim um melhor preenchimento da região.

Essa técnica se torna prática quando é possível circular o poço com vazões de aproximadamente 2 barris por minuto. Quando aplicada corretamente, o running squeeze não requer altas pressões de bombeio. Alguns parâmetros podem causar o aumento na pressão de bombeio necessária. O mais crítico deles é a qualidade da pasta de cimento escolhida, a composição do cimento deve ser determinada para cada situação diferente. Outro parâmetro que afeta a pressão de bombeio necessária são as características da formação rochosa no local da realização do squeeze. Isto ocorre porque o cimento que atravessa as perfurações no revestimento e entra em contato com a formação começa a se desidratar. A medida em que se desidrata, a pasta deixa de ser bombeável e a pressão de bombeio aumenta na superfície. Em um determinado momento, a pressão atinge um valor máximo, nesse ponto, o cimento ainda dentro da coluna pode ser circulado de volta até a superfície.

5.1.4.2 Hesitation Squeeze

Essa técnica é muito utilizada quando o squeeze baseado na aplicação de pressão convencional não pode ser executado. Em geral, as razões para isso se devem ao tamanho da região que deverá ser cimentada pelo squeeze e à pressões críticas na região de interesse. Durante a execução dessa técnica, a equipe da sonda inicia e interrompe o bombeio da pasta diversas vezes, ao mesmo tempo em que monitora a pressão com atenção. Esse procedimento permite que o cimento seja depositado em camadas ao longo de todo o intervalo de interesse. A pasta de cimento escolhida deve ser projetada com o objetivo de aumentar sua resistência até que a pressão final de squeeze seja alcançada. Entender como as propriedades da pasta de cimento usada se alteram ao longo do tempo e dos ciclos de bombeio é muito importante. Esta é a única forma de se determinar o período de tempo em que as bombas devem ficar desligadas entre cada ciclo de bombeio. Em alguns casos, esta técnica pode ser mais eficiente, mais segura e menos custosa do que o método de squeeze convencional.

5.1.4.3 Squeeze de Alta Pressão

Em alguns casos, é preciso fazer a cimentação de um intervalo através de um squeeze em que se aplica uma pressão superior à pressão de fratura da formação. Esta operação é realizada quando existe a necessidade de fraturar a formação para que seja possível deslocar o cimento para dentro da rocha. Provocar uma fratura é a única

forma de invadir uma formação com cimento. Esta técnica é muito usada em operações de completação de poços, quando se objetiva isolar intervalos permeáveis adjacentes à formação produtora.

Para realizar essa operação, é necessário assentar um packer imediatamente abaixo da região de interesse. Dessa forma, pode-se garantir que a pressão incidirá diretamente sobre o intervalo de poço aberto em que se deseja provocar o fraturamento. Como o próprio nome da técnica sugere, pressões altas são empregadas de modo que todo o fluido (incluindo a lama de perfuração que está antes da pasta de cimento) penetre a formação. Essa técnica é também conhecida como bullheading.

5.1.4.4 Bradenhead Squeeze

Essa técnica é aplicada quando ocorre um problema de perda de circulação no poço durante a perfuração ou imediatamente após a cimentação primária. Nestas circunstâncias, não estão disponíveis as ferramentas comumente utilizadas para realização do squeeze e é preciso bombear o cimento por dentro da coluna de perfuração, sem tirá-la do poço. A operação envolvida com esse tipo de técnica consiste em bombear o cimento através da coluna de perfuração e, a medida que a pasta vai sendo depositada no poço, a coluna é puxada de modo que fique sempre acima do topo do cimento. A pressão aumenta com o bombeio e o cimento é impelido para dentro da zona de interesse. Operações bem semelhantes podem ser realizadas com coiled tubing⁹.

5.1.5 Plugue de Cimento

Os tampões de cimento são usados para impedir qualquer tipo de movimentação de fluidos no interior do poço. Por esse motivo são muito utilizados durante operações de abandono de poço. Além de ser usado durante o abandono do poço, tampões de cimento são utilizados tanto em completação quanto em perfuração.

Nas operações de perfuração, os tampões são usados durante problemas de perda de circulação ou controle de poço. Além disso, é possível usar tampões de cimento para corrigir problemas referentes à estabilidade do poço. Esta seção do trabalho listará os três problemas listados acima, bem como descreverá a forma como a operação de instalação do plugue poderá ser realizada.

⁹ Coiled Tubing: Tubo de pequeno diâmetro (1" a 3.25") com variadas funções na indústria do petróleo. Muito utilizado para operações de intervenção em poços.

5.1.5.1 Perda de Circulação

Alguns fatores podem levar à perda do volume de lama em circulação no interior do poço. Um desses fatores é a presença de fraturas na rocha (vale lembrar que além das fraturas naturais existem as fraturas provocadas pela pressão hidrostática excessiva no interior do poço). Outro possível fator causador deste fenômeno de perda de circulação é a alta permeabilidade encontrada em algumas rochas, o que facilita a penetração do fluido. Nesses casos, uma operação que pode ser realizada para resolver o problema é bombear cimento de modo a criar um plugue no interior do poço. O cimento bombeado tende a seguir o caminho de menor resistência ao escoamento e acaba tamponando as fraturas ou zonas de alta permeabilidade. Na sequência, após tamponar a região problemática, basta perfurar o tampão de cimento e recomeçar a perfuração.

5.1.5.2 Controle de Poço

Durante a perfuração de um poço, pode acontecer de a janela operacional se tornar estreita demais, impossibilitando que a operação continue com segurança. Isto significa que deixa de existir uma margem suficiente entre a pressão de poros e a pressão de fratura da formação. Nestes casos, é inviável dar prosseguimento às operações de perfuração e o poço precisa ser abandonado. Em algumas circunstâncias críticas, não se pode realizar a operação de abandono convencional, já que o simples ato de retirar a coluna poderia induzir a migração de fluidos da formação para o interior do poço. Esse fenômeno, conhecido como pistoneio, é gerado devido à tendência dos fluidos de perfuração acompanharem o movimento da coluna. Deste modo, a única forma de manter a segurança operacional é bombeando cimento por dentro da coluna de perfuração, cimentando todo o espaço anular entre a coluna e as paredes do poço. Esse procedimento resulta no aprisionamento da coluna de perfuração, que posteriormente deverá ser cortada para que o abandono definitivo do poço seja executado.

5.1.5.3 Instabilidade do Poço

Algumas vezes durante a perfuração de um poço, pode ser benéfico fazer uma operação para introduzir um plugue de cimento ao longo de uma formação instável. Esses tampões podem ser compostos de cimento, polímeros, resinas ou mesmo combinações desses materiais. Esta técnica pode ser usada para consolidar as formações e para alterar a distribuição de esforços mecânicos na parede dos poços. Outro aspecto importante desse tipo de procedimento é que ele é capaz de corrigir

pequenos desmoronamentos ou ovalizações excessivas na parede dos poços. Isto ocorre pois o material do plugue preenche a região com perda de massa na parede. Na sequência o plugue pode ser perfurado e o poço pode continuar a ser aprofundado, já com os problemas corrigidos. A camada de cimento ou outros materiais deixados para trás pelo plugue, se adere à parede do poço fazendo com que o poço volte a ter o diâmetro correto e a seção transversal circular.

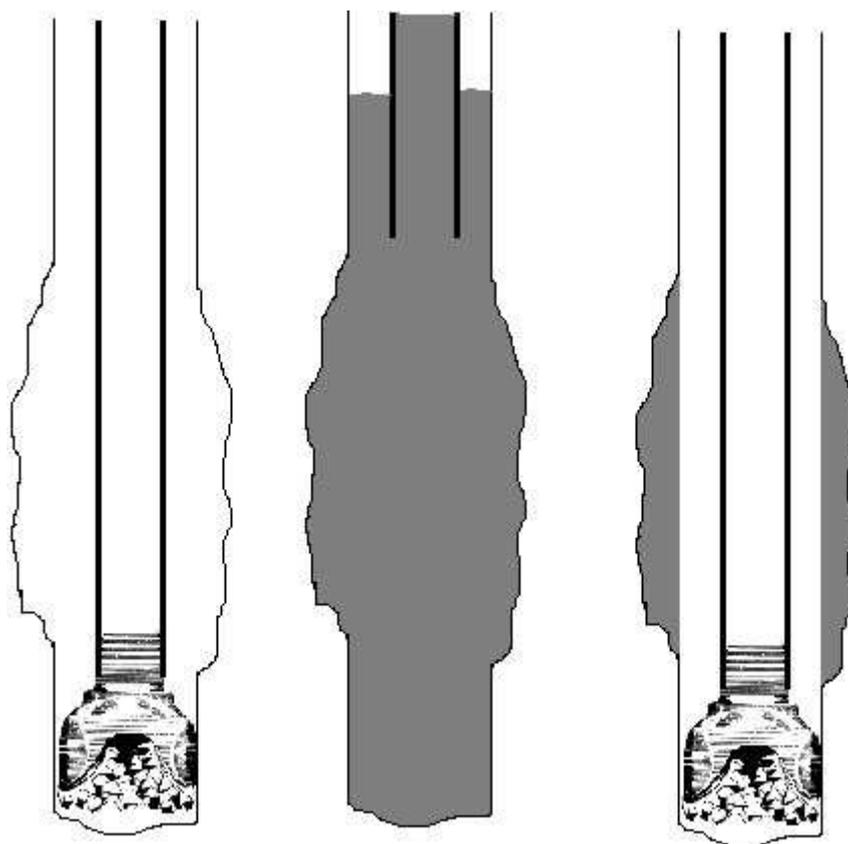


Figura 86 – Utilização de plugue de cimento para corrigir problema de desmoronamento de parede. Na figura da esquerda, a broca perfura o poço que apresenta problemas de estabilidade. Na figura do centro, o plugue de cimento é bombeado para o interior do poço. Na figura da direita, a broca perfura o centro do plugue, deixando material restante aderido à parede do poço.

(Acervo do Autor)

5.1.6 Perfis para Detecção de Problemas na Cimentação

Ao término da cimentação, é crucial realizar um perfil da camada de cimento. Esta operação tem por objetivo avaliar a qualidade da cimentação, bem como sua ligação às paredes do revestimento e do poço. Como visto anteriormente, no caso de contato com outros fluidos a camada de cimento pode ser facilmente contaminada. Caso haja contaminação da pasta, podem formar-se canais por dentro do cimento por

onde fluidos das formações poderiam migrar. Este tipo de defeito pode ter consequências devastadoras e problemas do gênero precisam ser corrigidos. Existe toda uma sorte de problemas que podem ser causados por outros fatores como a falta de liga entre o cimento e o revestimento e por um altura insuficiente de cimento dentro do anular. A interpretação dos perfis é um trabalho bastante complexo, que deve ser feito por um especialista. Uma interpretação errada pode gerar muitos problemas e custos à operadora. Um exemplo disso são as operações de cimentação secundária realizadas desnecessariamente. Em um determinado momento pode ser decidido que é necessário realizar um squeeze de cimento em uma região do anular quando na verdade não havia problemas que justificassem a realização da operação. Este tipo de erro de interpretação de um perfil, além de resultar na perda de grandes quantias de dinheiro, resulta na diminuição da integridade do poço devido às perfurações desnecessárias da coluna de revestimento.

As ferramentas responsáveis por fazer a perfilagem do cimento podem ser baixadas no poço com o auxílio de um cabo ou arame. As operações com arame são mais simples e podem ser realizadas com bastante rapidez. A figura 6.12 ilustra os principais equipamentos envolvidos neste tipo de prática. As ferramentas de perfilagem são descidas no poço com auxílio de um arame especial, capaz de transmitir a energia elétrica que alimenta o equipamento. Para descer a ferramenta, são instaladas duas polias, uma fixada no chão da sonda e a outra no bloco viajante. Essas polias receberão os cabos que sustentarão a ferramenta. Em seguida, os equipamentos que serão descidos no poço são montados e calibrados e na sequência são introduzidos no poço. Com auxílio do guincho, a ferramenta é descida até a posição desejada no poço e o perfil é feito. Por fim, os equipamentos são removidos do poço e o sistema todo deve ser desmontado.

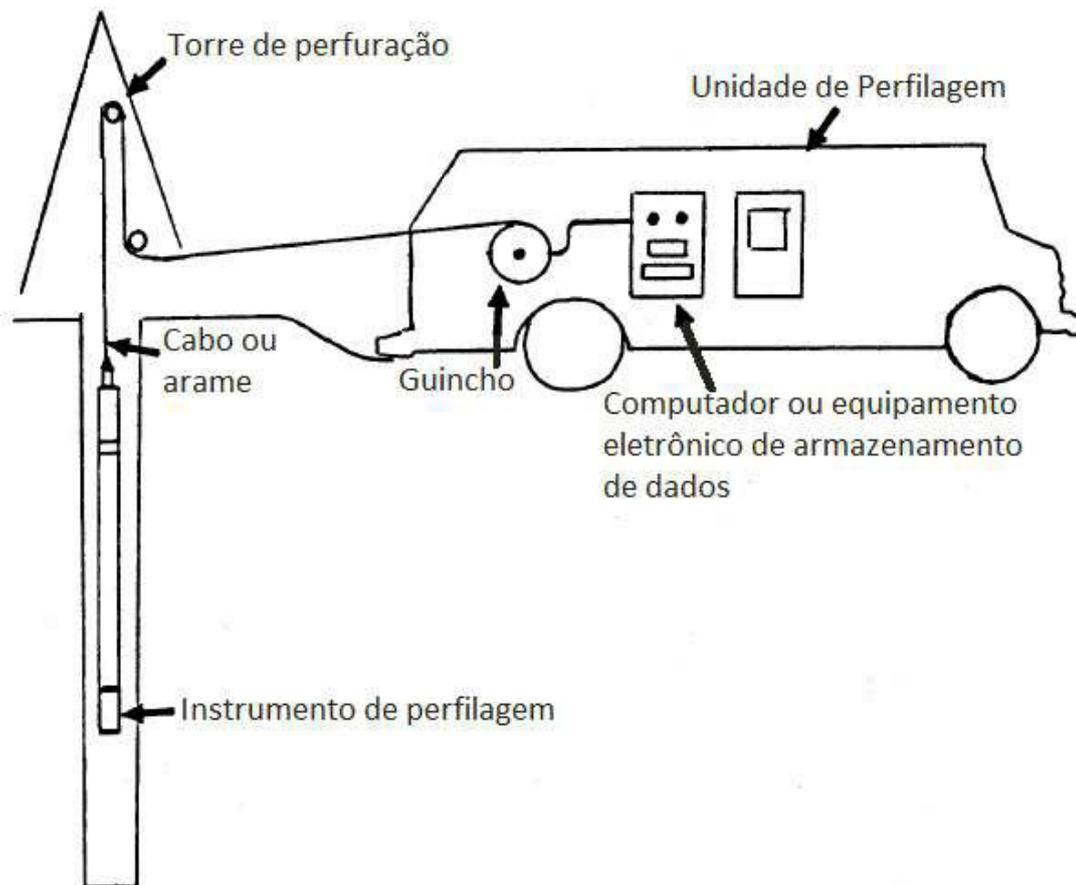


Figura 87 – Arranjo típico de uma operação com arame em terra. No mar, não haverá o caminhão e o carretel de linhas e a unidade de perfilagem estarão alocados dentro da sonda. (Shri S. Shankar, WELL LOGGING TECHNIQUES AND FORMATION EVALUATION - AN OVER VIEW)

Existem dois tipos mais comuns de perfis da camada de cimento, os do tipo sônico e os do tipo ultrassônico. Os conhecidos pelas siglas CBL (cement bond log), VBL (variable density log) e SBT (segmented bond tool) são ferramentas do tipo sônico.

5.1.6.1 Perfis Sônicos

Este tipo de perfilagem se baseia na descida de uma ferramenta capaz de emitir e medir ondas sonoras. Estas ondas atravessam o fluido no interior do poço e são refletidas pelo revestimento e pelo cimento. O intervalo de tempo entre emissão, reflexão e detecção da onda, bem como a amplitude da onda refletida são os parâmetros usados para inferir a qualidade da cimentação do poço. De um modo mais geral, esta técnica é capaz de quantificar as impedâncias acústicas do revestimento e do cimento e é com base nestas leituras que determina a qualidade da cimentação. Existe uma relação direta do valor da impedância medida com a extensão de revestimento que está coberta por cimento.

Para descer esse tipo de ferramenta no poço é usado um arame, o que torna a operação mais simples.

5.1.6.2 Perfis Ultrassônicos

Os perfis ultrassônicos são capazes de mapear a qualidade da cimentação em 360 graus ao redor de toda a seção transversal do poço. Isto é possível pois o equipamento usado neste tipo de perfilagem possui um transdutor montado em uma peça capaz de rotacionar livremente ao redor de seu próprio eixo. Este tipo de ferramenta é projetada para gerar imagens de altíssima resolução e transmitir dados em tempo real para a superfície. Esta ferramenta também permite inferir a integridade do revestimento.

Este tipo de ferramenta também pode ser descida no poço com o auxílio de um arame.



Figura 88 – Ferramenta de perfilagem ultrassônica

(http://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/well_integrity/cement_bond_logging_tools.ashx)

5.2 Mud Logging

A medida em que o poço vai sendo aprofundado, a lama carrega para a superfície uma grande quantidade de partículas provenientes das formações. Além de fragmentos de rocha perfurada, a lama também trás à superfície fluidos que estavam dentro das formações perfuradas. Estes elementos que são trazidos à superfície tem grande valor para engenheiros e geólogos que podem inferir muito com base nestes dados coletados. A prática de analisar a lama que retorna do poço com o objetivo de melhor entender o que ocorre no interior do poço é a prática conhecida como mud logging.

O técnico encarregado pelas operações de mud logging, utiliza um equipamento conhecido como cromatógrafo. Este aparelho, é capaz de identificar diferentes tipos de compostos que estejam presentes na lama e, como fica operando

em tempo integral, é capaz de detectar a presença de hidrocarbonetos na lama assim que eles atingem a superfície. O cromatógrafo é instalado em um flowline de lama, sem que haja a necessidade de que este duto seja aberto para o ambiente e envia as informações coletadas em tempo real para um computador na cabine do técnico de mud logging.

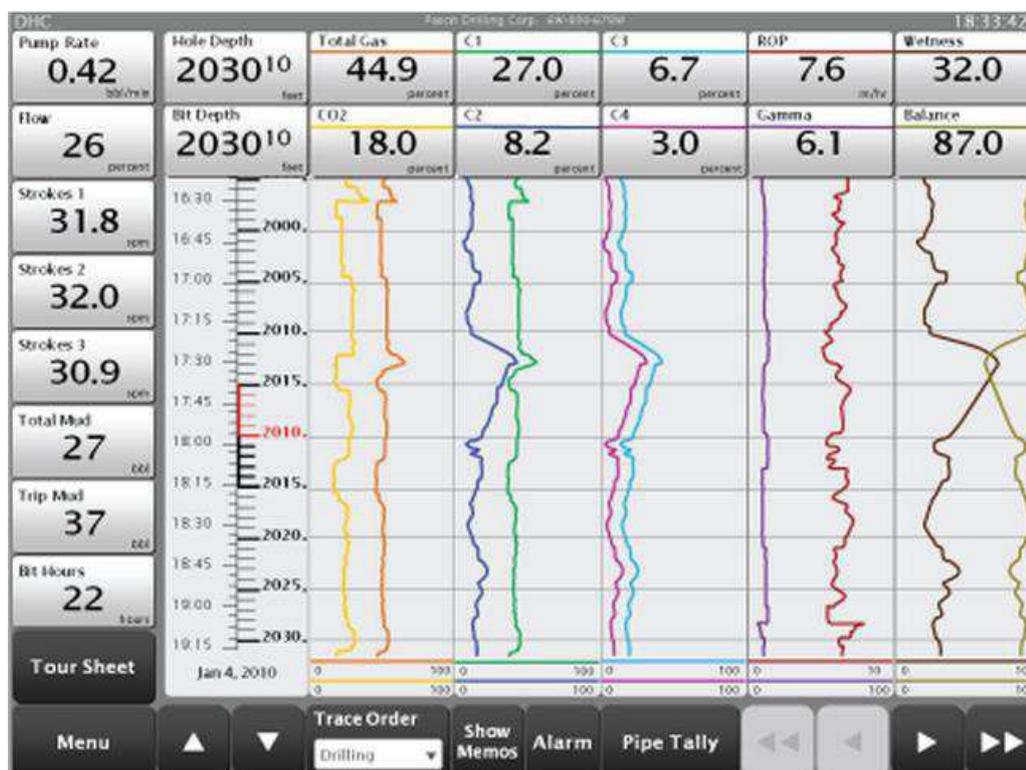


Figura 89 – Exemplo de tela acompanhada pelo técnico de mud logging. São mostrados valores percentuais dos hidrocarbonetos encontrados na lama.

(http://www.pason.com/index.php?option=com_content&view=article&id=326&Itemid=127)

Outra função importante do técnico de mud logging é analisar amostras de rocha do poço, identificando se há nelas traços de hidrocarbonetos. Para tal, as amostras são colocadas no interior de um fluoroscópio. Neste aparelho, indícios de hidrocarbonetos brilham e são facilmente detectados. Deste modo, a técnica de mud logging permite à equipe saber se o poço contém hidrocarbonetos e, também, permite que seja feita uma estimativa da espessura do intervalo que contém petróleo ou gás natural.

Por fim, outra função englobada pelo técnico de mud logging é fazer análises geológicas de material. Isto implica em secar amostras de calha para calcular a densidade da rocha, analisar feições geológicas da rocha e criar as condições necessárias para que aquelas rochas possam ser transportadas para um laboratório em terra, mantendo suas características originais. Podem também medir a porosidade da rocha com o auxílio de um porosímetro, estimar a porosidade e permeabilidade da

rocha com radiografias e identificar fósseis e litologias com o auxílio de um microscópio. Sempre que se está perfurando, é estritamente necessária a presença do técnico de mud logging na unidade, visto que sua função é fundamental para garantir a segurança e qualidade das operações de perfuração. Vale lembrar que o mud logger, como é rotineiramente conhecido na indústria, é responsável por monitorar o volume dos tanques de lama e, portanto, é um dos primeiros a detectar um indício de kick.

5.3 LWD/MWD

A sigla LWD/MWD é a abreviação do termo na língua inglesa “Logging while drilling/Measurement while drilling”. Em linhas gerais, o processo consiste em levantar dados em tempo real que são obtidos por um conjunto de ferramentas montadas no BHA da coluna de perfuração, apenas alguns metros acima da broca. Os dados obtidos permitem à equipe uma tomada de decisão mais direcionada ao longo de todo o processo. São obtidos dados sobre parâmetros da perfuração como o torque e arrasto, a vibração da broca, o peso sobre a broca, a angulação do poço e seu azimute, entre outros. São também medidos uma série de parâmetros sobre as formações que estão sendo perfuradas como por exemplo a pressão de poros da formação, o que fornece um aviso prematuro sobre a existência de zonas sobre pressurizadas. Além disso, através do uso de ferramentas específicas como aparelhos de medição de raios gama, é possível inferir qual a composição das rochas. É também possível determinar a densidade ou composição dos fluidos no interior da rocha com base nos dados enviados pelas ferramentas de emissão de nêutrons e resistividade, respectivamente.

Estas ferramentas enviam informações à superfície por meio de pulsos enviados através da lama de perfuração. Com base no input recebido pelo aparelho de medição, é enviado um pulso distinto que pode ser interpretado na superfície e transformado em um sinal eletrônico que pode ser processado e mostrado como um número na superfície. Uma configuração possível para uma ferramenta de MWD pode ser vista na figura a seguir.

O procedimento operacional de aquisição de dados com ferramentas de MWD/LWD começa com a montagem do BHA. A equipe da companhia de serviço responsável por os equipamentos auxilia na montagem correta dos aparelhos. Em seguida, estes são descidos no poço e a perfuração ocorre normalmente enquanto os dados são levantados e enviados para a superfície. Um aspecto importante com

relação a esses equipamentos é que eles precisam de energia para funcionar. A energia pode ser provida aos instrumentos por uma bateria, cuja duração é limitada, ou por um dispositivo de geração de energia próprio, geralmente uma turbina movida pela passagem do fluxo da lama.

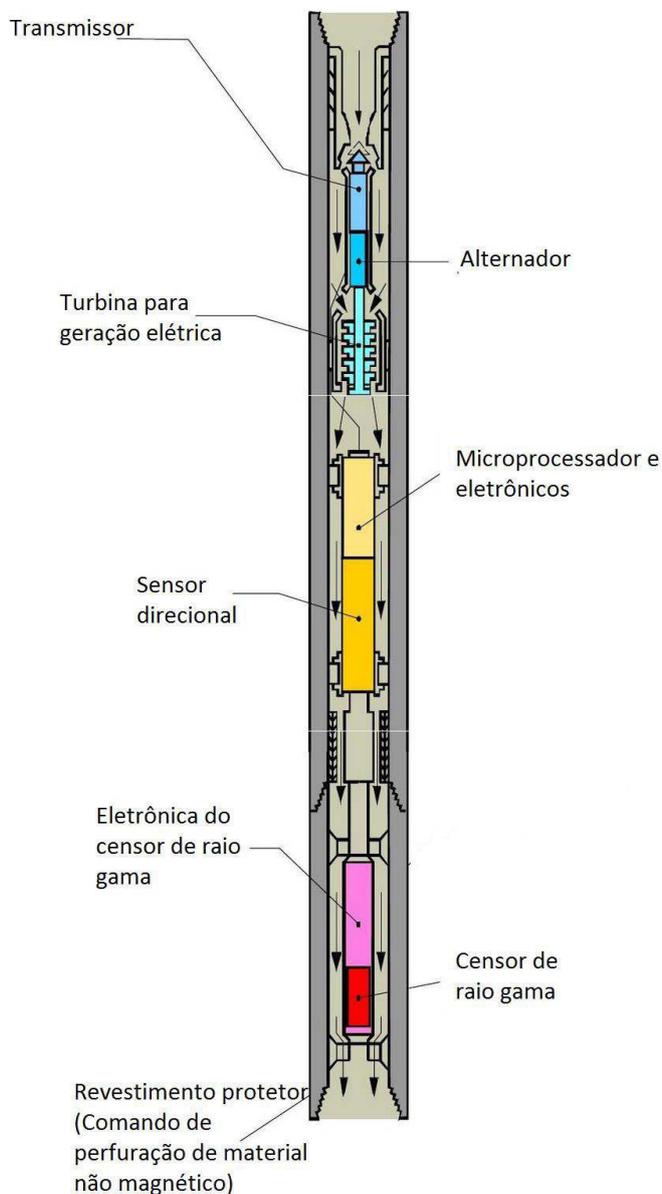


Figura 90 – Configuração possível para uma ferramenta de MWD

(<http://3.bp.blogspot.com/-RbrZKmd0BqA/Tikrt067Z0I/AAAAAAAAAXQ/ufpU4JQJ460/s1600/MWD.jpg>)

5.4 Leak Off Test

Um leak off teste é realizado sempre que se terminou de perfurar, revestir e cimentar uma fase. Seus principais objetivos são:

- Avaliar a qualidade da cimentação da fase anterior e checar se não há nenhum canal preferencial por onde fluidos possam vir a migrar.

- Avaliar e quantificar a pressão de fratura da formação na altura da sapata da fase anterior

Para a realização do teste, é preciso usar um medidor de pressão preciso, capaz de cobrir toda a faixa de pressões que ocorrerão ao longo do teste. Antes de iniciar a realização do teste em si, é conveniente realizar um teste de pressão do revestimento. Este teste deve ser feito com a mesma vazão de bombeio que será usada para a realização do leak off teste. O teste do revestimento é feito para garantir que o revestimento está íntegro e que resistirá à pressão do leak off test, não gerando alterações no resultado do mesmo.

O leak off test começa com a perfuração da camada de cimento deixada para trás pela cimentação da última fase. Além do cimento, de 3 a 5 metros são perfurados além da última sapata de revestimento. Em seguida circula-se lama para limpar o poço e o drill pipe é puxado até estar completamente dentro do revestimento da última fase perfurada. Na sequência, a gaveta de tubo do BOP é fechada ao redor do drill pipe e as bombas da unidade de cimentação são ativadas. Começa-se então a bombear fluido em pequenos incrementos de vazão para o interior do poço. A cada novo volume bombeado, faz-se uma medição da pressão e isto é então plotado em um gráfico. Quando o comportamento do gráfico de pressão por volume desvia da linearidade é hora de para o teste pois a formação já começou a se deformar plasticamente, o que antecede a fratura da mesma. Neste ponto do teste, a pressão é mantida por alguns instantes de modo que é possível, ao aliviar a pressão, calcular o volume de fluido que penetrou a formação.

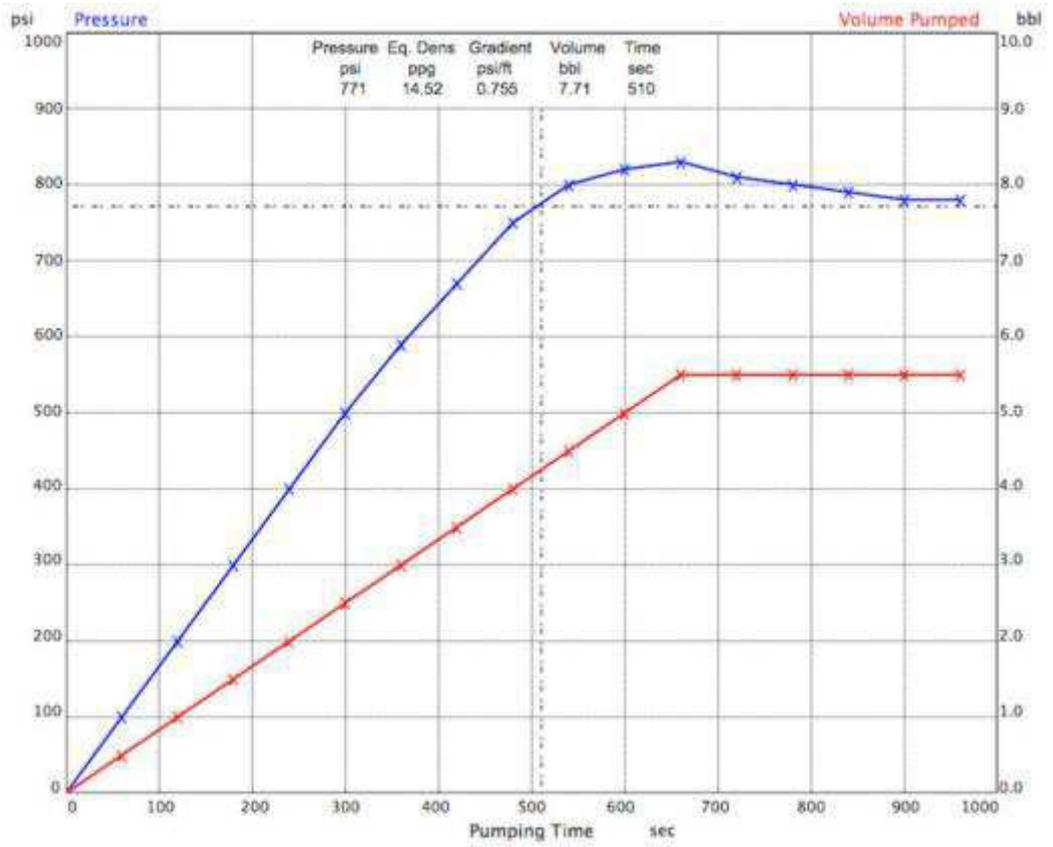


Figura 91 – Perfil gerado durante um leak off test. Em azul a curva de pressão e em vermelho a curva de volume de lama bombeado.

(<http://a3.mzstatic.com/us/r1000/112/Purple/v4/f9/c0/ef/f9c0ef5d-38b6-1a83-6423-98c12f5eac6e/mzl.dmtzcaxb.800x500-75.jpg>)

6 Abandono do poço

A exploração de petróleo compreende um negócio que envolve grandes riscos, não só operacionais como também financeiros. Apesar de todos os avançados métodos geofísicos existentes atualmente, só é possível garantir que um determinado local tem uma acumulação rentável de hidrocarbonetos se houver a perfuração de um poço. Devido às incertezas geológicas envolvidas no processo, muitas vezes o poço é perfurado e faz-se necessário avaliar com mais precisão se existe ali uma acumulação de hidrocarbonetos suficientemente desenvolvida para justificar o investimento em um sistema de produção. Nestes casos é prática comum na indústria fazer o abandono temporário do poço com o objetivo de voltar em algum momento no futuro e fazer um teste de produção que possa vir a melhor caracterizar o potencial da acumulação. Em outras circunstâncias, constata-se que não há a presença de óleo ou gás em quantidade suficiente para compensar o investimento em um sistema de produção. Nestas situações é preciso então, abandonar permanentemente o poço. Ambas as práticas serão abordadas mais adiante nessa seção.

O abandono de um poço é portanto, uma consequência natural das operações de perfuração. Por mais que seja um procedimento que não gera receitas para a companhia, é imprescindível que seja feito com grande responsabilidade, tendo em vista que a integridade do meio ambiente pode ser gravemente afetada. Os principais objetivos de realizar o abandono de um poço são:

- Impedir que algum fluido proveniente de formações mais pressurizadas na subsuperfície entre em contato com o oceano, com o lençol freático ou mesmo com a terra.
- Proteger as reservas que ainda restam no reservatório.
- Atender à todos os requisitos legais impostos por órgãos reguladores.

Para atingir tais metas, o requisito mais fundamental é que não existam caminhos através dos quais os fluidos consigam migrar das formações mais pressurizadas para a superfície. Dessa forma, o abandono do poço consiste em criar barreiras ao fluxo. Vale lembrar que se os revestimentos e a cimentação do poço não estiverem íntegros, é preciso que sejam feitas intervenções para corrigir tais problemas, o que aumenta de forma significativa a complexidade e custos de abandono.

Durante a perfuração e produção de um poço, diversas decisões operacionais precisam ser tomadas. Essas decisões impactam de forma direta sobre a complexidade da posterior operação de abandono do poço, alguns exemplos são:

- A composição dos fluidos deixados em cada anular.
- O tipo e a quantidade de cimento usada durante a perfuração.
- As técnicas usadas para limpeza do poço e para fixação do cimento.
- Pressões aplicadas às colunas de revestimento durante a produção do poço.
- Obstruções deixadas no poço ao longo de sua vida produtiva.

É importante ter em mente que cada poço é único e, por isso, é necessário que sejam considerados todos esses fatores de modo que todas as questões envolvidas no abandono sejam solucionadas caso a caso.

O arranjo típico de abandono de um poço consiste em longos plugs de cimento, plugs mecânicos e lama.

6.1 Tampão de Cimento

Os tampões de cimento são usados para abandonar poços desde o século XIX, sua principal funcionalidade é impedir a migração de fluido das camadas mais pressurizadas para a superfície. A composição do cimento é essencialmente a mesma, o que mudou foi a introdução de diversos aditivos, usados para alterar as propriedades da pasta. Os aditivos são usados para acelerar ou retardar o tempo de endurecimento do cimento, para deixá-lo mais durável ou então para mudar sua densidade. Segundo Kelm et al.(1999), os tampões de cimento devem ser dimensionados com base nas características existentes no fundo do poço, isto é, todos os aditivos usados devem ser escolhidos com base na pressão e temperatura existentes no fundo do poço.

A integridade da composição do cimento é crucial para sua eficiência como selante, alguma contaminação, seja com lama ou com gás, pode gerar caminhos no cimento pelos quais fluidos poderiam passar livremente. Para que se evite essa contaminação, a adoção de algumas medidas é imprescindível, entre elas:

- Utilização de tampões mecânicos quando há o risco de contaminação por gás.
- Lavagem do poço, de modo que qualquer contaminante seja removido.

Além da composição do cimento em si, as técnicas usadas para colocar o cimento em posição são fundamentais pois são elas que garantem a distribuição apropriada do cimento dentro do poço. Sempre que possível, o cimento deve ser circulado no poço, evitando-se o uso da técnica conhecida como “Bull Heading”. Nessa técnica o cimento é colocado em posição pela ação direta de uma grande pressão aplicada na parte superior da pasta de cimento. Quando essa técnica é empregada, não é possível determinar a profundidade final em que a base do plug de cimento ficará assentada. Além disso, esse método pode levar a uma distribuição heterogênea da pasta, por esses motivos, o “Bull Heading” só é considerado eficiente quando usado para cimentar um curto intervalo canhoneado, nestes casos é o método mais barato. Se for usada essa técnica, é necessário que um plug adicional de cimento seja deixado no poço acima do packer de produção, para o caso de o “Bull Heading” não ter isolado com eficiência todos os canhoneados. Outra forma de colocar o plug de cimento na posição desejável é utilizar os chamados dump bailers. Essas ferramentas são capazes de conter um volume predeterminado de cimento em seu interior. Ao chegar na altura ideal para o assentamento do plug, a equipe aciona o mecanismo do dump bailer que libera o volume de cimento na região de interesse. Esta técnica é usada em conjunto com um tampão mecânico, que será usado para servir como suporte para o cimento depositado. Os dump bailers podem ser descidos por meio de arames.



Figura 92 – Dump bailer inserido no poço. Em verde tem-se a representação do o cimento alojado no interior da ferramenta. Na figura da direita, com o mecanismo acionado, o cimento é liberado no poço.

(<http://www.youtube.com/watch?v=NbAn6xCdug8>)

A quantidade de cimento a ser usada no plug depende da pressão e do tipo de fluido existente nas formações mais pressurizadas. Além disso, existem legislações que controlam os procedimentos de abandono e determinam um comprimento mínimo para os tampões de cimento a serem usados. Embora não seja o comprimento que garante a completa estanqueidade do poço, pode-se dizer que plugs de cimento maiores tem maior probabilidade de serem mais eficientes.

Outro tópico importante ao longo das operações de instalação do tampão de cimento para o abandono do poço são os testes de pressão. Esse quesito é um ponto chave já que é crucial que se possa garantir o isolamento das zonas mais pressurizadas. Por outro lado, não é recomendado que altas pressões sejam aplicadas ao plug de cimento. Pressão em excesso poderia levar ao desprendimento do cimento das paredes do tubo ou mesmo ser a causa do aparecimento de rachaduras que, posteriormente, poderiam prejudicar a eficiência do abandono.

No que se refere aos aspectos operacionais, o intervalo mais importante a ser cimentado é o intervalo produtor. Esse intervalo normalmente possui

hidrocarbonetos e, devido ao período de produção, suas pressões estão desbalanceadas, de modo que se torna crítico fazer o isolamento dessa formação. Para garantir um isolamento de qualidade é importante que todos os canhoneados sejam isolados e que um plug de cimento seja deixado dentro do revestimento de produção. A melhor técnica para isolar os canhoneados consiste em circular o cimento até a zona de interesse, cuidando para que todas as perfurações sejam efetivamente cobertas. Em seguida, uma pressão é aplicada da superfície, empurrando o cimento para o interior dos canhoneios, selando assim a zona de maior permeabilidade. Um dos grandes desafios durante o abandono de um poço é lidar com completações do intervalo de produção do tipo Gravel Pack¹⁰. Essas completações fazem uso de uma tela fina, que tem por objetivo causar uma redução da produção de areia ao longo da vida produtiva do campo. As telas são um obstáculo para o cimento convencional que não consegue penetrar, deixando a formação exposta. Nos casos em que essa completação é usada, faz-se necessário que a pasta de cimento usada durante o abandono seja ultrafina. Dessa maneira, o cimento pode penetrar a formação passando através do gravel pack, isolando completamente os canhoneados.

Antes de iniciar o processo de tamponamento dos canhoneados com cimento, é comum fazer o uso da injeção de polímeros. Os polímeros injetados são um líquido com viscosidade semelhante à da água, eles facilmente penetram na formação, empurrando para longe os hidrocarbonetos na adjacência do poço. Essa técnica diminui a probabilidade de contaminação do cimento e o confere uma melhor qualidade. Além disso, o polímero também se solidifica, tornando-se mais uma barreira que impede a penetração de fluidos no poço.

Existem algumas situações especiais requerem o uso de tampões de cimento adicionais, são elas:

- Presença de outras zonas que contenham hidrocarbonetos
- Presença de zonas com pressão anormalmente alta.
- Liners que não cheguem até a superfície (A extremidade do liner é um ponto onde potencialmente poderia ocorrer um vazamento)
- Zonas de água doce

¹⁰ Gravel pack: Completção utilizada com o objetivo de reduzir a produção de areia. Consiste em uma tela que é preenchida por partículas de sedimento que impedem a produção indesejada de areia proveniente da formação.

Vale lembrar que todo espaço anular não cimentado precisa ser isolado, para tal recomenda-se que seja feita uma circulação para eliminar contaminantes. Em seguida um tampão de cimento será assentado, seu comprimento será suficiente para que alcance a sapata imediatamente acima do anular.

Por fim, é preciso isolar a superfície e para isso o tampão de superfície deve ser assentado. Esse tampão é a última barreira de proteção contra os fluidos que podem vazar do interior do poço. Tendo em vista que esse tampão é circulado em posição, todos os revestimentos que não são cimentados até a superfície devem ser cortados e removidos. Se possível, recomenda-se que esse procedimento seja feito para um profundidade em torno de 100 metros abaixo da superfície (no caso de poços terrestres) ou abaixo da linha de lama (no caso de poços no mar). O tampão de superfície é a última linha de defesa para impedir derramamentos de óleo, nessa etapa é comum também fazer uso de um tampão mecânico, que garante que o cimento ficará em posição e que não será afetado por contaminantes.

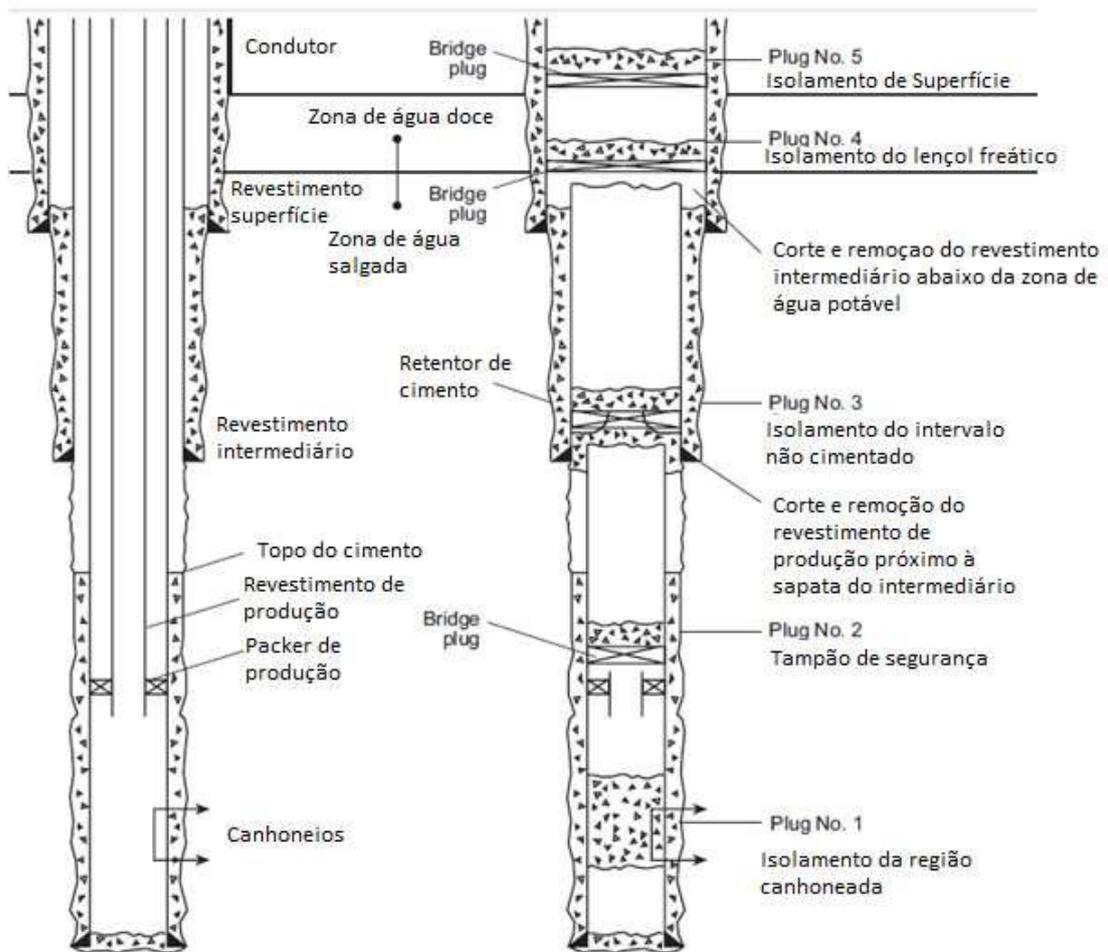


Figura 93 – À esquerda, o poço ainda em produção e à direita, o poço após o abandono. (Kelm C. & Faul R. Well Abandonment—A “Best Practices” Approach Can Reduce Environmental Risk. 1999)

6.2 Tampões Mecânico

Os tampões mecânicos são muito usados quando se pretende reduzir o uso de cimento, quando existe o risco de contaminação da pasta e também no tampão de superfície, para dar mais segurança contra as pressões das formações mais profundas. Existem dois tipos principais de tampões mecânicos, o bridge plug ou o retentor de cimento. A escolha de qual dos tipos usar é baseada na necessidade de se bombear cimento abaixo do tampão mecânico. Se essa necessidade existir, é necessário que se use o retentor de cimento, caso contrário o bridge plug é adotado como a melhor alternativa. Antes de entender cada um dos tipos de tampão mecânico, é interessante conhecer as quatro partes fundamentais desses equipamentos:

- O corpo do tampão que pode ser feito de aço, de ferro forjado ou de materiais compósitos.
- As cunhas, ou dentes que seguram o tampão mecânico em posição no interior do revestimento.
- Material de vedação que garante a estanqueidade do poço. Esse material consiste em borracha ou nylon que é expandido para selar todos os espaços dentro do poço.
- A ferramenta que permite que o tampão mecânico seja assentado e depois solto, de modo que seja possível recuperar o coiled tubing ou arame usado para descê-lo no poço.

Os tampões mecânicos utilizados são os bridge plugs e os retentores de cimento.

6.2.1 Bridge Plugs

Os bridge plugs são usados para prover a estanqueidade do poço. Eles são capazes de suportar pressões muito altas, como por exemplo as existentes durante um teste de fraturamento mecânico. Por esse motivo, esses equipamentos são muito utilizados não só para abandono de poços mas também durante operações de completação. Muitos bridge plugs são desenhados de modo a serem facilmente perfurados depois, o que os torna ideais para completações e para operações de abandono temporário. Em geral os tampões desse tipo são constituídos de ferro forjado, com dois conjunto de cunhas e um elemento de vedação no meio como mostra a figura abaixo.



Figura 94 - Bridge Plug (<http://www.bakerhughes.com/products-and-services/completions/wellbore-intervention/remedial-and-stimulation>)

Em operações de abandono, os Bridge Plugs são assentados abaixo do cimento, de modo a impedir sua contaminação e impedir seu escorregamento dentro do poço.

6.2.2 Retentor de Cimento (Cement Retainer Plugs)

Um retentor de cimento é um tampão mecânico que pode ser usado para isolar a região abaixo deste, permitindo que uma camada de cimento seja bombeada através dele. Deste modo, o cimento pode endurecer sem que haja a ação de uma grande pressão hidrostática oriunda à coluna de fluidos acima daquele ponto. Para cumprir tal função, esta ferramenta tem um mecanismo que permite que o cimento passe através dela. Por ação de uma check valve no interior da ferramenta, o fluxo pode ser de cima pra baixo mas nunca o contrário, o que impede que o cimento volte em direção à superfície. O método de assentamento desse tipo de tampão mecânico é muito similar ao do bridge plug, o equipamento é descido até o ponto de assentamento com o auxílio de um coiled tubing ou mesmo de um arame.



Figura 95 – Retentor de cimento
(http://www.dsttools.com/rst_ctr3500.html)

6.3 Procedimento de Abandono de Acordo com a ANP

Como dito anteriormente, cada nação possui uma legislação própria no que se refere ao abandono de poços. No Brasil, o órgão regulador é a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e neste país divide-se o abandono de poços em duas categorias.

6.3.1 Abandono Temporário

Segundo a resolução do órgão regulador, para que um abandono temporário cumpra a legislação vigente deve conter os seguintes aspectos:

- Em caso de poços que contenham um liner, um tampão de cimento de no mínimo 30 metros de comprimento deve ser assentado 10 metros acima do fim do liner. Além disso, um tampão mecânico também deve ser usado. Caso a integridade da cimentação do liner seja avaliada por meio de perfis, o tampão de cimento pode ser dispensado.
- O abandono temporário do poço deve ser feito com no mínimo duas barreiras sólidas que compreendam tanto o interior do poço quanto o espaço anular.
- Canhoneados devem ser isolados entre si por tampões mecânicos ou de cimento de no mínimo 30 metros de comprimento
- O intervalo canhoneado mais raso deve ser abandonado com a colocação de um tampão de cimento de no mínimo 30 metros, posicionado no intervalo de 20 a 30 metros acima do intervalo. Outra

alternativa é o posicionamento de um tampão mecânico, também no intervalo de 20 ou 30 metros acima canhoneio.

- Um tampão de superfície deve ser posicionado, no caso de poços no mar este tampão deve ter no mínimo 30 metros de comprimento e seu topo deve estar no intervalo de 100 a 250 metros do fundo marinho. Já no caso de poços terrestres este tampão deve ter no mínimo 60 metros de comprimento e situar-se em intervalo de profundidade idêntica ao de poços em mar.
- Em abandono de poços terrestres, deve ser soldada uma chapa de aço provida de uma válvula de alívio do topo do revestimento de menor diâmetro. Além disso, deve-se instalar uma árvore de natal no poço ou o flange superior da cabeça do poço deve ser vedado com uma chapa de aço dotada de uma válvula de alívio.
- No abandono de poços marítimos, deverá ser instalada uma capa anticorrosão na cabeça do poço

6.3.2 Abandono Permanente

No caso de abandono permanente, as seguintes normas devem ser seguidas:

- Em caso de poços que contenham um liner, um tampão de cimento de no mínimo 30 metros de comprimento deve ser assentado 10 metros acima do fim do liner. Além disso, um tampão mecânico também deve ser usado.
- Os intervalos de poço aberto que sejam permeáveis e contenham hidrocarbonetos ou água devem ser posicionados tampões de cimento cujo topo e a base fiquem no mínimo a 30 metros acima e 30 metros abaixo do intervalo permeável. Se a base deste intervalo permeável estiver a menos de 30 metros do fundo do poço o tampão deve ser deslocado até o próprio.
- Posicionar um tampão de cimento de no mínimo 60 metros de comprimento de modo que sua base fique posicionada a 30 metros da sapata do revestimento mais profundo.
- No caso de haver um intervalo de perda de circulação na fase de poço aberto, assentar um tampão mecânico permanente próximo à sapata do revestimento mais profundo e deslocar um tampão de cimento de, no mínimo trinta metros de comprimento, acima do tampão mecânico.
- Para isolar um intervalo canhoneado deve-se deslocar um tampão de cimento de modo a cobrir o intervalo canhoneado ficando o seu topo, no mínimo,

trinta metros acima do topo do intervalo canhoneado e sua base fique, no mínimo, trinta metros abaixo da base deste intervalo canhoneado, ou no topo de qualquer tampão pré-existente no revestimento (tampão mecânico, tampão de cimento, colar, etc.), ou no fundo do poço, caso este tampão ou o fundo do poço esteja a menos de trinta metros abaixo do intervalo canhoneado.

- O isolamento canhoneado mais raso deve ser feito de modo que seja assentado um tampão mecânico a 20 metros acima do intervalo canhoneado e deslocar um tampão de cimento de no mínimo 30 metros acima deste intervalo. Alternativamente a isto, pode-se posicionar um tampão de cimento de 60 metros na mesma posição.
- Se parte de uma coluna de revestimento for recuperada e esta coluna estava dentro de outro revestimento, é necessário que um tampão de cimento seja posicionado 30 metros abaixo e 30 metros acima do topo da mesma coluna. Uma alternativa seria assentar um tampão mecânico a 15 metros acima da parte remanescente de revestimento e, imediatamente acima deste tampão mecânico, deslocar um tampão de cimento de no mínimo 30 metros. Por fim, outra alternativa seria posicionar um tampão de cimento de 60 metros de modo que sua base fique a no máximo 30 metros da parte remanescente da coluna de revestimento.
- No caso do abandono do intervalo produtor, deve ser assentado um tampão mecânico o mais próximo possível do topo da parte remanescente da coluna de produção e, acima deste, um tampão de cimento de no mínimo 60 metros.
- Um tampão de superfície deve ser posicionado, no caso de poços no mar este tampão deve ter no mínimo 30 metros de comprimento e seu topo deve estar no intervalo de 100 a 250 metros do fundo marinho. Já no caso de poços terrestres este tampão deve ter no mínimo 60 metros de comprimento e situar-se em intervalo de profundidade idêntica ao de poços em mar.
- Nas locações marítimas em lâminas d'água de até 80 metros os equipamentos devem ser removidos do fundo do mar até 0 metros abaixo do assoalho marinho. Em terra, todos os equipamentos acima do solo devem ser removidos.

7 Considerações Finais

O presente trabalho esteve focado em mostrar a perfuração do ponto de vista operacional, citando e ilustrando procedimentos e rotinas. Foram abordadas situações de perfuração de poços terrestres e de poços offshore, nas quais foram detalhadas as principais operações envolvidas na construção de um poço de petróleo. Todas as informações presentes neste documento estão alinhadas com a atuação das grandes empresas de petróleo de modo a seguir os procedimentos padrões de segurança estabelecidos.

8 Bibliografia

- AKERS, T., J. Jetting of Structural Casing in Deepwater Environments: Job Design and Operational Practices. SPE Drilling & Completion, p. 29-40. Mar. 2008.
- CURTIN UNIVERSITY OF TECHNOLOGY. Drilling Engineering. Disponível em: <http://faculty.ksu.edu.sa/shokir/PGE472/Textbook%20and%20References/Dipl%20and%20Prassl%20%20Drilling%20Engineering.pdf>. Acesso em: 1 de abr. 2013.
- FERTL, W. H., PILKINGTON, P. E., SCOTT, J. B. I A Look at Cement Bond Logs. Journal of Petroleum Technology, p 607-617. 1974.
- FRASER, K., Managing Drilling Operations. Nova Iorque, Estados Unidos da América: Elsevier, 1991. 246 p.
- HALLIBURTON. Petroleum Well Construction. Oklahoma, Estados Unidos da América: John Willey and Sons, 1997. 903 p.
- HERIOT-WATT UNIVERSITY. Glossary of Terms. Disponível em: <http://www.media.rmutt.ac.th/media/eBook/Engineer/Petroleum/Drilling%20Engineering-Control1Glossary%20of%20Terms.pdf>. Acessado em: 1 de abr. 2013.
- JEANJEAN, P. Innovative Design Method for Deepwater Surface Casings. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Paper SPE 77357. Set. 2002.
- KELM, C. H. & FAUL, R. R. A “Best Practices” Approach Can Reduce Environmental Risk. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Paper SPE 54344. Abr. 1999.
- LYONS, W. Working Guide to Drilling Equipment and Operations. Primeira Edição. Burlington, Estados Unidos da América: Elsevier, 2010. 602 p.
- MAKENZIE, B., FRANCIS, M., GARRETT, I. & TEGGART, B. Conductor Jetting Experiences in Deepwater Offshore Ghana – An Investigation into Geotechnical and Operational Influences on Success, and Establishment of Future Best Practice. Offshore Site Investigation Geotechnics: Integrated Geotechnologies – Present and Future, p. 153-160. 2012.
- NELSON, E. B. Well Cementing. Sugar Land, Estados Unidos da América: Schlumberger Educational Services, 1990. 480 p.

SHANKAR, S. S. Well Logging Techniques and Formation Evaluation – An Over View. Disponível em: <http://petrofed.winwinhosting.net/upload/IAI/1720mar10/WellLoggingTech.pdf>. Acessado em: 1 de abr. 2013.

TECHNOLOGY SUBGROUP OF THE OPERATIONS & ENVIRONMENT TASK GROUP. Plugging and Abandonment of Oil and Gas Wells. NPC North American Resource Development Study. 21 p. Set. 2011.

TSUKADA, R. I., YAMAMOTO, M., MOROOKA, C. K. Análise de Operação da Instalação de Risers e Descida de BOP em Sondas Flutuantes de Perfuração. 4º PDPETRO. Out. 2007.

VETCOGRAY. Capital Drilling Equipment. Disponível em: http://site.geenergy.com/businesses/ge_oilandgas/en/literature/en/downloads/capital_drilling_equipment.pdf. Acessado em: 1 de abr. 2013.

VETCOGRAY. VetcoGray Subsea Wellhead Systems. Disponível em: http://files.gereports.com/wpcontent/uploads/2009/06/geog_vg_subsea_wellhead_hybrid-042409.pdf. Acessado em: 1 de abr. 2013.