

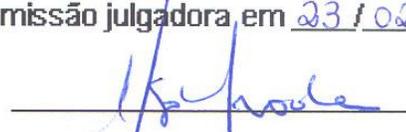
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Pós-análise em Problemas de Perfuração de
Poços Marítimos de Desenvolvimento

Autor: Njalo Sócrates Chipongue Chipindu
Orientador: Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka
Co-orientador: Prof. Dr. José Ricardo P. Mendes
Co-orientador: Dr. Kazuo Miura

02/10

Este exemplar corresponde à redação final
da tese defendida por Njalo Sócrates
Chipongue Chipindu aprovada
pela comissão julgadora em 23 / 02 / 2010


Orientador

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Pós-análise em Problemas de Perfuração de
Poços Marítimos de Desenvolvimento

Autor: Njalo Sócrates Chipongue Chipindu
Orientador: Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka
Co-orientador: Prof. Dr. José Ricardo P. Mendes
Co-orientador: Dr. Kazuo Miura

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo
Área de Concentração: Exploração

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2010
SP – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA DA ÁREA DE
ENGENHARIA E ARQUITETURA – BAE - UNICAMP

C443p Chipindu, Njalo Sócrates Chipongue
Pós-análise em problemas de perfuração de poços
marítimos de desenvolvimento / Njalo Sócrates
Chipongue Chipindu. --Campinas, SP: [s.n.], 2010.

Orientadores: Celso Kazuyuki Morooka, José Ricardo
Pelaquim Mendes, Kazuo Miura.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto
de Geociências.

1. Poços de petróleo - Perfuração. 2. Engenharia de
petróleo. 3. Poços de petróleo submarino - Perfuração.
I. Morooka, Celso Kazuyuki. II. Mendes, José Ricardo
Pelaquim. III Miura, Kazuo. IV. Universidade Estadual
de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências. V. Título.

Título em Inglês: Post-analysis in drilling problems on offshore development wells

Palavras-chave em Inglês: Drilling, Oil well, Petroleum engineering, Offshore drilling
(Petroleum)

Área de concentração: Exploração

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Sérgio Nascimento Bordalo, Wilson Siguemassa Iramina

Data da defesa: 23/02/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

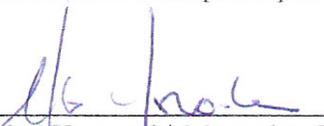
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**Pós-análise em Problemas de Perfuração de
Poços Marítimos de Desenvolvimento**

Autor: Njalo Sócrates Chipongue Chipindu
Orientador: Celso Kazuyuki Morooka
Co-orientador: José Ricardo P. Mendes
Co-orientador: Kazuo Miura

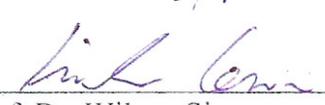
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka, Presidente
Instituição (DEP/FEM/UNICAMP)



Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo
Instituição (DEP/FEM/UNICAMP)



Prof. Dr. Wilson Siguemasa Iramina
Instituição (EPUSP/USP)

Campinas, 23 de Fevereiro de 2010

Dedicatória

Ao meu saudoso Pai Tito pela dedicação em mostrar-me o caminho da ciência e certificar-se de que estava trilhando pelas veredas da luz, humanismo e superação. À minha querida Mãe Teresa por crer em Deus e acreditar, que onde quer que eu esteja a providência Divina me Protege e Conduz.

Aos meus irmãos pelo amor e fraternidade, em especial e com gratidão *ab aeternum*, ao Arão E. Sakandjimbi Gamba. Ao Primo Wandich Kanavack pelos incansáveis encorajamentos e orações.

Ao Tio Eugénio A. Ngolo, um segundo pai, vertical, formador e um exemplo de vida!

À Telma, com muito carinho.

Agradecimentos

Aos meus orientadores:

Obrigado pela sugestão do tema, pela disponibilidade e orientação.

Em particular,

Ao Prof. Celso K. Morooka por ter-me aberto o caminho para o mundo da Engenharia de Petróleo e por seu intermédio ter conhecido profissionais e colegas - grandes exemplos de vida.

Ao Prof. José Ricardo P. Mendes e ao Dr Kazuo Miura, pilares fundamentais do desenvolvimento deste trabalho. Grato pela disponibilidade, por ampliarem meus horizontes e pelas lições de vida e profissionalismo.

Ao Ministério dos Petróleos do Governo da República de Angola.

Aos colegas que me têm guiado: Rogério Tavares, Clarice Rabelo, Tiago Fonseca, Alex Teixeira, Carlos Mazzuco e José Cardoso.

Ao Denis Shiguemoto pela atenção e fraternidade, exemplo de caráter e saber estar. Não me esquecendo da querida Carol Gigli – meus familiares brasileiros.

Ao grupo de pesquisa de engenharia de poço do DEP: Jefferson, Estefane, Marcos, Lucas, Maurício, Walter e Sérgio. À Naissa e Luciano.

Aos colegas do LabRiser: Wânia, Rafael Tsukada, Maurício Suzuki, Vini e Chuck.

Aos colegas estudantes do DEP, em especial, aos queridos Thais Destefani, Ana Elitha, Samuel, Cynthia, Robertson, Edwin, Zuzi e Nara.

Ao Paulo e Deolinda pelo carinho, amizade e dedicação a minha pessoa, não há palavras que exprimam o meu agradecimento profundo.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo, em especial a bibliotecária Alice Obata.

*“A noite escura tem no seu firmamento
as estrelas mais cintilantes...”*

Autor: desconhecido

Resumo

CHIPINDU, Njalo Sócrates Chipongue, Pós-análise de Problemas de Perfuração de Poços Marítimos de Desenvolvimento, Campinas,; Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 125 p. Dissertação de Mestrado.

Os problemas na perfuração de poços de petróleo são responsáveis pela maior parte dos tempos não produtivos, elevando assim os custos diários das operações. Portanto, o estudo e o entendimento destes problemas contribuirá para a otimização da perfuração, melhorando assim as práticas ou mitigando os efeitos severos das anormalidades. O presente trabalho apresenta três procedimentos para identificação das causas dos problemas que poderão auxiliar o jovem profissional a caracterizar os mais variados problemas que ocorrem durante a perfuração de um poço. Neste escopo são abordadas apenas as ocorrências pré-classificadas como dificuldade de manobra, dificuldade de avanço, e prisão. O estudo usa dados dos boletins diários de perfuração dos poços, dados de *mudlogging*, dados obtidos por ferramentas de monitoramento contínuo da perfuração e outros dados como o fluido utilizado, a configuração da composição de fundo, o desgaste de broca, o gráfico do *caliper*, litologia e trajetória do poço. A caracterização dos problemas é feita mediante a identificação e associação de eventos que levam a formular hipóteses das prováveis causas dos problemas. Dois grupos de pesquisa (Unicamp e Genesis do Brasil) em engenharia de poço implementaram separadamente os procedimentos propostos. Os resultados foram coincidentes para a maioria trechos de poços marítimos de desenvolvimento analisados, o que atesta a eficácia dos procedimentos diagnósticos. Este estudo é importante para indústria, pois pode maximizar a eficiência na perfuração, através da minimização e/ou eliminação dos tempos não produtivos, responsáveis por avultadas perdas econômicas, além de permitir tornar mais robustas as ferramentas de acompanhamento, em tempo real, das operações de perfuração, na tomada de decisões e na melhoria do processo de planejamento de poço.

Palavras Chaves

Poços de petróleo - perfuração, Engenharia de petróleo, Poços de petróleo submarino - perfuração

Abstract

CHIPINDU, Njalo Sócrates Chipongue, Post-analysis in drilling problems of offshore development wells, Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 125 p. Dissertação de Mestrado.

Drilling problems are accountable for the majority of the non productive times in the industry raising the daily operations costs. Therefore, the study and understanding of the problems will contribute to the drilling optimization, improving the practices or by mitigating their severe effects. The present work presents three procedures for identification of causes of drilling problems which can help the young professionals to characterize a wide range of problems that occur while drilling an oil well. In this scope they are studied only the problems pre-classified by occurrence as: problems in tripping, problem in drilling ahead and stuck pipe. The study uses data from the daily drilling reports, mudlogging data, on time monitoring tools data and mud data, Bottom Hole Assembly composition, bit wear report, *caliper* data, litology and well trajectory. The characterization of the problems is made by identification and association of the events that lead to formulate the hypotheses of the probable causes of the problems. Two research groups (Unicamp and Genesis do Brasil) in well engineering implemented separately the three proposed procedures. The results were coincident for the majority of the analyzed intervals of offshore development wells, demonstrating the efficacy of the proposed procedures. This work is important to the industry since it leads to the drilling efficiency maximization by minimization and/or elimination non productive times that are the main responsible for economic losses, beside the fact that these findings can be used to boost the capacity of the monitoring and logging tools as well as to support the on time decision making and to improve well planning process.

Key Words

Drilling, Oil well, Petroleum engineering, Offshore drilling (petroleum)

Índice

Dedicatória	v
Agradecimentos	vii
Resumo	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Lista de Figuras	xxi
Lista de Tabelas	xxiii
Nomenclatura.....	xxv
1. Introdução	1
1.1 Panorama Geral	1
1.2 Motivação do trabalho	4
1.3 Organização do trabalho	5
2. Fundamentos básicos de perfuração de poços	7
2.1 Breve histórico da perfuração de poços	7
2.2 Dados de perfuração	8
2.3 Composição da coluna de perfuração	12
2.4 Fases de Perfuração de um poço.....	15
2.5 Operações de rotina durante a perfuração de um poço	17
2.6 Perfuração em folhelhos e margas	25
2.7 Perfuração em formações salinas.....	30
2.8 Perfuração em formações abrasivas e duras	34

3. Problemas de perfuração de poços.....	35
3.1 Estudo de bibliografia.....	35
3.2 Dificuldade de manobra.....	40
3.3 Dificuldade de avanço	43
3.4 Prisão	45
3.5 Perda de circulação	47
3.6 Kick e blowout.....	48
3.7 Falha de equipamentos da BHA	50
3.8 Falha de trajetória do poço	50
4. Consolidação das causas dos problemas de perfuração de poços	53
4.1 Batentes	53
4.2 Prisão por diferencial de pressão	54
4.3 Fechamento do poço	55
4.4 Desmoronamento das paredes do poço.....	56
4.5 Má limpeza do poço ou <i>packer</i> hidráulico	58
4.6 Chavetas e <i>Doglegs</i> Severos.....	60
4.7 Enceramento da BHA e da broca.....	61
4.8 Entupimento da linha de retorno (<i>flowline</i>) de fluido de perfuração.....	63
4.9 Vibrações e choques	64
5. Metodologia para o diagnóstico de problemas de perfuração.....	67
5.1 Preparação preliminar da informação	67
5.2 Dificuldade de manobra.....	69
5.3 Dificuldade de avanço	71

5.4	Prisão de coluna.....	74
6.	Resultados e discussões	77
6.1	Resultados sobre o problema de dificuldade de manobra	78
6.2	Resultados sobre o problema dificuldade de avanço.....	87
6.3	Resultados sobre o problema prisão	96
6.4	Considerações finais sobre os resultados.....	98
7.	Conclusões	101
8.	Referências Bibliográficas	105
9.	Anexos.....	111
	Anexos 1 – Codificação de poços de petróleo segundo a portaria ANP-75 /2000.....	111

Lista de Figuras

Figura 2.1 Comandos de perfuração (JAOilfield, 2006)	13
Figura 2.2 Tubos pesados de perfuração (JAOilfield, 2006).....	13
Figura 2.3 Tubos pesados de perfuração (JAOilfield, 2006).....	14
Figura 2.4 Configurações da BHA (Inglis, 1987).....	15
Figura 2.5 Esquema poço de petróleo.....	17
Figura 2.6 Formato de cascalho (Rocha <i>et al.</i> , 2007).....	26
Figura 2.7 Redução da velocidade do <i>rat hole</i> (Tavares, 2006).....	27
Figura 2.8 Caliper do Poço 7-XXX-71D.....	28
Figura 2.9 Carregamento não uniforme da formação salina (Nascimento <i>et al.</i> , 2009).....	31
Figura 2.10 Esquema de poço em formações salinas (adaptação Falcão <i>et al.</i> 2005)	32
Figura 3.1 Resumo de causas de perda de circulação.....	48
Figura 6.1 Caliper 7-XXX-12.....	79
Figura 6.2 Trajetória 7-XXX-12.....	80
Figura 6.3 Caliper 7-XXX-19D.....	84
Figura 6.4 Caliper 7-XXX-99D.....	85

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Fase condutor 30” perfurado.....	22
Tabela 2.2 Fase superfície 26”.....	22
Tabela 2.3 Fase Produção 12 1/4"	23
Tabela 2.4 Fase HP aterrissagem.....	24
Tabela 2.5 Fase HP drill in	24
Tabela 2.6 Tipos de fluidos, respectivas vantagens e desvantagens.....	33
Tabela 3.1 Diagrama da Classificação Causa-efeito de Dificuldade de Manobra.....	42
Tabela 3.2 Diagrama da Classificação Causa-efeito de Dificuldade de Avanço.....	44
Tabela 3.3 Diagrama da classificação Causa-efeito de prisão.....	46
Tabela 6.1 Profundidade medida (MD) e litologia.....	81
Tabela 6.2 Resumo da identificação das causas do problema dificuldade de manobra	82
Tabela 6.3 Trecho do Boletim Diário de Perfuração poço 7-XXX-18D	87
Tabela 6.4 Dados do fluido de perfuração do poço 7-XXX-18D.....	89
Tabela 6.5 Dados sobre a litologia do poço 7-XXX-18D	90
Tabela 6.6 Resumo da identificação das causas do problema dificuldade de avanço	92
Tabela 6.7 Resumo da identificação das causas do problema prisão	97

Nomenclatura

Letras Latinas

D – Profundidade do poço [m]
P – Pressão no fundo do poço [psi]

.....

Letras Gregas

γ – massa específica do fluido de perfuração [lb/gal]

.....

Abreviações

AGT - Argilito
BDP – Boletim Diário de Perfuração
BHA – *Bottom Hole Assembly*
BOP – *Blow Out Preventer*
BP – *British Petroleum*
CLU – Calcilutito
DP – *Drill Pipe*
ECD – *Equivalent Circulation Density*
Exc – Excessivo
FHL – Folhelho
HLS – *Halliburton Logging Service*
HW – *Heavy Weight*
HWDP – *Heavy Weight Drill Pipe*
Kips – kilo libras (klb)
KOP – *Kick Of Point*
LWD – *Logging While Drilling*
MD – *Measured Depth* ou Profundidade Medida (PM)
MRG – Marga
MWD – *Measuring While Drilling*
PC – Prisão de Coluna
PSB – Peso Sobre a Broca
PV – Profundidade vertical
PWD – *Pressuring While Drilling*
RFT – *Repeated Formation Test*

TNP – Tempo Não Produtivos

TP – Taxa de Penetração ou *Rate Of Penetration* (ROP)

TVD – *True Vertical Depth*

WBM – *Water Base Mud*

WOB – *Weight On Bit*

Siglas

OTC – *Offshore Technology Conference*

SPE – *Society of Petroleum Engineers*

Capítulo 1

Introdução

1.1 Panorama Geral

A perfuração de poços de petróleo, desde os seus primórdios, caracterizou-se por ser uma atividade que envolve grande complexidade, riscos e sobretudo, elevados custos financeiros. Os últimos anos têm sido marcados pela expansão das fronteiras exploratória e de produção, com destaque para as lâminas de água cada vez mais profundas, e o uso de técnicas direcionais que têm permitido a perfuração de poços de longa extensão e multilaterais, visando garantir a máxima recuperação do óleo em campos recém-descobertos, marginais e/ou maduros.

Nesse esforço de buscar o óleo em horizontes mais profundos, e em condições ambientais adversas, surgem problemas que não só retardam o curso das operações como também oneram o custo dos projetos. Por exemplo, o custo diário de uma sonda varia entre US\$ 600 a US\$ 700 mil (Barbassa, 2008), uma parada qualquer que seja faz disparar automaticamente os custos. A atividade de perfuração, por si só, exige paradas para manutenção, troca de equipamentos desgastados ou avariados, por vezes, por indisponibilidade de recurso e/ou por condições oceanometeorológicas adversas. Se forem adicionados os Tempos Não Produtivos que os eventuais problemas operacionais podem causar, acaba tornando os projetos muito onerosos ainda.

Os problemas na perfuração de poços envolvem fatores da natureza física e química das litologias atravessadas e da geomecânica, isto é, o campo de tensões e grau de fraturamento das formações rochosas, que subseqüentemente acabam afetando a estabilidade das paredes do poço. Outro fator igualmente importante é a natureza reológica do fluido de perfuração utilizado e sua capacidade, dentre muitas funções, de carrear o cascalho, muitas vezes, em trechos alargados, fechados, com inclinação elevada e em grandes extensões, e acrescentando a isso o desafio de manter a pressão interna no poço nos limites planejados de maneira que a perfuração decorra da melhor forma possível. Ainda nesta mesma seqüência, existem, problemas que derivam de falhas

mecânicas (preoces, por depreciação ou por eventual defeito de fabricação) e os problemas causados por falha operacional humana. Todos esses problemas representam desafios na perfuração de poço e exigem um estudo aprofundado para assegurar o acesso aos reservatórios em tempo e condições econômicas vantajosas.

O presente trabalho centra-se nos problemas de instabilidade das paredes e de hidráulica de poço, fazendo simplesmente uma análise exaustiva das causas, associando os diversos fatores que influem nas mesmas, e apresentando, no final, uma proposta de identificação mediante um procedimento diagnóstico.

Os problemas, objeto deste estudo, são: dificuldade de avanço, dificuldade da manobra, prisão de coluna e de cabo de perfilagem, perda de circulação, *kicks* e *blowouts*, poço inadequado para perfilagem, cimentação deficiente, falha no revestimento do poço, falha nos equipamentos de composição de fundo (*Bottom Hole Assembly* – BHA), falha na trajetória do poço, instabilidade da cabeça de poço e queda de objeto no poço.

O trabalho requer um grande domínio do conhecimento disponível sobre perfuração de poços de petróleo e experiência de campo, que permita o melhor discernimento das causas dos problemas, diante dos seus mais variados sintomas. Assim, na fase de revisão bibliográfica foram desenvolvidas as seguintes atividades:

- Consulta da literatura disponível como livros de referências na área de perfuração de poços ((Bourgoyne *et al.*, 1991), (Economides *et al.*, 1998), (Rocha *et al.*, 2006), (Rocha *et al.*, 2007)); manuais de perfuração (Almeida (1977), Devereux (1998)), porém maior atenção e enfoque foram dados as dissertações de pós-graduação de profissionais da Indústria que por aliarem a teoria a experiência de campo;
- Consulta às bases de dados da SPE (*Society of Petroleum Engineers*) e OTC (*Offshore Technology Conference*). Nessas bases foram pesquisados artigos relacionados com os problemas mapeados, neles se encontram descritas as causas e a maneira como eles foram ultrapassados ou ainda como tem sido abordados nas diversas províncias petrolíferas pelo mundo;

- Consulta de boletins diários de perfuração e relatórios de perfuração, visto que o conhecimento do curso normal da perfuração é importante para entender os eventos anômalos. Os boletins diários de perfuração apresentam informações sobre a seqüência de procedimentos durante a perfuração de cada fase. Os relatórios de perfuração apresentam uma visão mais ampla da perfuração do poço. Os pontos de maior destaque para o estudo foram às lições aprendidas e às configurações das BHA's para cada fase, tipo de poço e os resultados obtidos com as mesmas;
- O conhecimento e a experiência de campo constituem um recurso valioso. Dessa forma, foram conduzidas entrevistas e reuniões com profissionais para o esclarecimento de conceitos e práticas. Isso contribui muito para elaboração, por exemplo, dos diagramas causa-efeito dos problemas;
- Com o conhecimento adquirido nos passos anteriores foram elaborados três procedimentos para identificação das causas dos problemas. Para o efeito são formuladas uma série de hipóteses possíveis mediante os relatos do BDP. E o estudo continua apresentando uma associação de causas que levam à determinação do problema;
- Os procedimentos para identificação das causas dos problemas de dificuldade de manobra, de dificuldade de avanço e de prisão de coluna foram implementados em trechos de mais de 100 poços marítimos de desenvolvimento por dois grupos de pesquisa da Unicamp e da Genesis do Brasil tendo chegado às mesmas conclusões classificativas, o que atesta a eficácia do modelo proposto.

1.2 Motivação do trabalho

O trabalho visa estudar e caracterizar os problemas que ocorrem no decurso das operações de perfuração de poços de petróleo. O entendimento aprofundado dos sintomas/causas e dos domínios em que os mesmos ocorrem representa um ganho importantíssimo para indústria. Além disso, contribui para a maximização da eficiência na perfuração através da minimização e/ou eliminação dos tempos não produtivos (TNP). Estes TNP's têm sido responsáveis por vultosas perdas financeiras com as operações de perfuração de poços.

Uma das utilidades deste estudo é também servir de base para construção ou tornar cada vez mais robustas as ferramentas de acompanhamento da perfuração, em tempo real, podendo, qual um especialista, lançar alertas ou informações para detecção de anormalidades e tomadas de decisões, de forma a prevenir a ocorrência de problemas, ou mitigar os seus efeitos mediante a adoção de medidas e procedimentos adequados.

O conhecimento aprofundado dos sintomas leva ao diagnóstico das causas dos problemas, e com isso também se pode construir uma base de dados das ocorrências que sirva de informação de correlação para futuros projetos de poço.

Assim sendo, o presente trabalho propõe três procedimentos para identificação das causas de problemas nas operações de perfuração de poços de petróleo cujo conhecimento pode servir: para otimização das operações de perfuração, como dados de correlação para futuros projetos de poços e para auxiliar na formação de jovens profissionais.

1.3 Organização do trabalho

Este trabalho encontra-se estruturado em sete capítulos, como se segue:

- No Capítulo 1, constam a introdução, motivação e organização;
- No Capítulo 2, apresentam-se os fundamentos de perfuração de poços e faz-se um estudo da perfuração em determinados tipos de litologias, como folhelhos, margas, sais, etc. Este conhecimento é a base das próximas unidades a serem estudadas;
- No Capítulo 3, apresentam-se os problemas que podem ocorrer durante a perfuração de poços de petróleo;
- No Capítulo 4, apresenta-se a consolidação e sistematização das causas dos problemas de perfuração, bem conhecidos na indústria, e faz-se um estudo aprofundado dos mesmos, visando à identificação do comportamento dos parâmetros mecânicos e hidráulicos, e outros fatores que possam influenciar as anormalidades;
- No Capítulo 5, apresenta-se a metodologia para o diagnóstico dos problemas de perfuração. Nessa seção, é feita a descrição de como se processa a análise preliminar das informações dos Boletins Diários de Perfuração, bem como se propõe procedimentos para a identificação das causas dos problemas de dificuldade de manobra, dificuldade de avanço e prisão de coluna.
- No Capítulo 6, apresentam-se os resultados da implementação dos procedimentos para identificação das causas dos problemas em mais de 100 poços marítimos de desenvolvimento, nos quais relataram-se problemas de dificuldade de manobra, de dificuldade de avanço e de prisão.
- No Capítulo 7, apresentam-se as conclusões do trabalho.

Capítulo 2

Fundamentos básicos de perfuração de poços

2.1 Breve histórico da perfuração de poços

Os primeiros registros de perfuração de poços datam de 256 a.C., quando os chineses usavam a perfuração à percussão para perfurar poços com centenas de pés de profundidade para captação de água, extração de gás ou sal. Na era moderna, em 1859, o primeiro poço de petróleo foi perfurado pelo Coronel Edwin L. Drake, na Pensilvânia, Estados Unidos de America (Almeida, 1977).

Desde a época do Coronel Drake até os dias de hoje, a indústria de petróleo tem se caracterizado por defrontar com constantes desafios tecnológicos, sempre buscando maneiras mais econômicas de produzir os hidrocarbonetos. Ao longo dos anos, esta busca tem levado a uma expansão cada vez maior das fronteiras tecnológicas. Os reservatórios são encontrados em profundidades cada vez maiores e em lâmina d'água cada vez mais profundas, demandando novas tecnologias para exploração e produção de petróleo.

Na indústria de petróleo são utilizados dois métodos de perfuração, a percussão e o rotativo, sendo este último o mais utilizado.

O método de perfuração a percussão consiste no golpeamento da formação com trépano ou broca em forma de cinzel. Nesse método, a remoção dos cascalhos é feita descendo a caçamba e o fluido de perfuração é de base água. No cenário atual da indústria de petróleo (exploração e produção em águas ultra-profundas e reservatórios a elevadas profundidades, poços direcionais etc), este método caiu em desuso. O método de perfuração a percussão mostra-se inviável à medida que se aumenta a profundidade e complexidade das trajetórias do poço, bem como se

revela inadequado no controle de influxo indesejado de fluidos da formação para o poço, arriscando a ocorrências de *blowouts*.

O método de perfuração rotativo é largamente utilizado na indústria. Nele as formações rochosas são perfuradas através da rotação e peso aplicados pela broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente de comandos (tubos de paredes espessas) e tubos de perfuração (tubos de paredes finas).

A remoção dos cascalhos é efetuada pelo fluido de perfuração, que também serve para manter a pressão hidrostática, lubrificação e resfriamento dos equipamentos de perfuração. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, ou *swivel*, e retorna à superfície através do espaço anular entre a coluna e o poço, revestimento ou *riser*.

Ao atingir uma determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço. O anular entre os tubos de revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança.

Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração, e esta operação repetir-se-á em várias fases correspondendo à diferentes diâmetros de brocas.

2.2 Dados de perfuração

Os dados de perfuração podem ser coletados diretamente pelos sensores situados na superfície ou na subsuperfície. Outros parâmetros são calculados usando as informações colhidas como, por exemplo, a taxa de penetração.

A seguir, apresentam-se as definições de alguns sistemas de coleta de dados e outras fontes de informação das operações de perfuração.

Boletim Diário de Perfuração (BDP) – trata-se de um relatório diário descritivo onde cada operação é relatada, no tempo e na profundidade à medida que a perfuração vai avançando.

Nele é relatada a designação e a duração de cada evento (em horas), a profundidade medida do início e a do término de cada evento. É um documento imprescindível para realização de qualquer trabalho de pós-análise, pois nele contém registros que servem de guia para interpretação de dados. Os dados dos BDP's são importantes uma vez que podem servir também como informação de correlação para elaboração do projeto do poço, bem como do seu planejamento (Miura *et al.*, 1992; Miura *et al.*, 2003).

Um dos grandes problemas no processamento do valioso conhecimento contido nos BDP's é o fator tempo. Trata-se de uma atividade morosa chegando a representar seis meses de trabalho para que um especialista possa classificar e consolidar as informações (Rabelo *et al.*, 2005).

MWD (*Measuring While Drilling*) – Termo que significa efetuando medições enquanto se vai perfurando, é uma ferramenta de monitoramento contínuo da perfuração, acoplada à composição de fundo (BHA) cuja finalidade é fazer perfilagem e medições, em tempo real, de parâmetros mecânicos (torque, rotação, peso sobre a broca e carga no gancho) e hidráulicos (vazão, pressão de bombeio) durante a perfuração de um poço. Os dados coletados por este sistema são enviados à superfície por pulsos de pressão no fluido através do anular.

LWD (*Logging While Drilling*) – É uma ferramenta de monitoramento contínuo das operações de perfuração e encontra-se acoplada na composição de fundo (BHA) cuja finalidade é efetuar a perfilagem, em tempo real. Os dados são enviados à superfície por pulsos de pressão no fluido de perfuração através do anular.

PWD (*Pressuring While Drilling*) – É uma ferramenta de monitoramento contínuo das operações de perfuração e encontra-se acoplada na composição de fundo (BHA) cuja finalidade é efetuar medições de pressões no fundo e em tempo real. Os dados são enviados à superfície por

pulsos de pressão no fluido de perfuração através do anular. Esta ferramenta fornece informação sobre pressão dinâmica de circulação no fundo do poço (ECD – *Equivalent Circulation Density*).

O **perfil do Caliper** é uma ferramenta de acompanhamento da perfuração, descida a cabo ou incorporada na ferramenta do MWD, que faz a medição do diâmetro interno do poço ao longo de toda a trajetória do mesmo. Ela registra com isso os trechos onde há redução do diâmetro (por exemplo, fechamento do poço) e onde há também alargamentos (paredes desmoronadas, cavernas etc.). Os valores registrados pelo perfil do *caliper* são depois comparados, ao longo da profundidade medida, com diâmetro da broca para apurar as condições do poço.

Mudlogging é um sistema de monitoramento constituído por sensores de superfície que registram os parâmetros mecânicos, hidráulicos e as litologias atravessadas durante as operações de perfuração. Estes parâmetros podem ser diretamente medidos pelos sensores instalados na sonda como, por exemplo, a temperatura do fluido de perfuração na entrada e na saída do poço, ou calculados através da relação entre os valores dos parâmetros previamente medidos. Como exemplo, tem-se que a taxa de penetração é calculada dividindo a profundidade perfurada, em metros, pelo tempo (em horas) que demorou o avanço da perfuração do trecho considerado. A taxa de perfuração vem expressa em metros por hora (m/h).

A seguir, são listados uma série de parâmetros monitorados pelo sistema *mudlogging*:

- Profundidade medida do poço (*Measured Depth, MD*);
- Profundidade vertical do poço (*Total vertical depth, TVD*);
- Profundidade da broca (*Bit Depth*);
- Taxa de penetração (*Rate of Penetration, ROP*);
- Amplitude da oscilação vertical da onda (*Heave*);
- Altura no gancho (*Hook Height*);
- Carga no gancho (*Hook load*);

- Rotação da coluna (*Rotation per minute, RPM*);
- Torque;
- Peso sobre a broca (*Weight on Bit, WOB*);
- Volume de lama nos taques (*Mud pit*);
- Pressão de bombeio do fluido de perfuração (*Pump pressure*);
- Número de ciclos de bombeio por minuto (*Stroke per minute, SPM*);
- Pressão no choke (*Choke line pressure*);
- Vazão de entrada/saída de fluido no poço (*Mud flow in/out*);
- Vazão de saída de fluido do poço;
- Tempo de retorno do fluido (*Lag time*);
- Concentração de gás no fluido de perfuração (*Total gas*);
- Distribuição da concentração do gás;
- Detecção de H₂S no ambiente das peneiras;
- Comprimento da secção de *drill pipe* (*Stand length*);
- Resistividade do fluido de perfuração na entrada e na saída do poço;
- Temperatura do fluido de perfuração na entrada e na saída do poço;

O controle dos parâmetros supracitados é muito importante durante a perfuração de um poço, pois garantem o sucesso operacional ou a previsão em tempo oportuno de eventuais anormalidades (Tavares *et al.*, 2005).

Os tipos de litologias perfuradas são identificados pelas amostras de calha recolhidas nas peneiras. Na perfuração de poços marítimos, no início do poço, o cascalho é geralmente lançado ao fundo marinho e o fluido usado é base água. Nesta fase, o serviço de *mudlogging* não está disponível. Somente nas fases em que há retorno do fluido é que o serviço está totalmente operacional (Tavares, 2006).

Hoje existe na indústria de petróleo um grande volume de dados de perfuração. O grande avanço tecnológico na área de instrumentação de poços tem levado cada vez mais a uma melhor automatização e sofisticação de sensores de superfície e subsuperfície aumentando a confiabilidade, a quantidade e a qualidade dos dados. Assim, são gerados grandes volumes de dados por cada poço perfurado, porém estes são simplesmente armazenados e subutilizados (Arturo *et al.*, 2008).

2.3 Composição da coluna de perfuração

A coluna de perfuração é o conjunto formado por comandos de perfuração, tubos de perfuração e substitutos, estabilizadores, escareadores (*reamers*), equipamento de absorção de choques (*shock sub*), ferramentas de monitoramento, em tempo real, como MWD, LWD, PWD, alargadores (*under reamers*), e tendo na sua extremidade a broca. Esse conjunto tem como função a transmissão da rotação à broca, a aplicação e a manutenção de peso sobre a mesma, e viabilizar, no seu interior, o fluxo do fluido de perfuração que parte desde a cabeça de injeção (*swivel*) até a broca retornando pelo anular. A transmissão da rotação pode ser feita pela mesa rotativa ou por *top drive*. A coluna de perfuração está sujeita a muitos esforços dinâmicos, desde condições oceano-meteorológicas, torção, flexão, força normal e força cortante.

A seguir, estão descritos cada componente de uma coluna de perfuração.

Os comandos de perfuração também chamados *Drill Collars* (DC), Figura 2.1, são tubos de aço de elevada espessura colocados logo acima da broca para fornecer grande peso sobre a mesma assegurando melhor controle da trajetória do poço. No caso de uma parada, se os comandos

estiverem em frente à zona permeável, pode ocorrer prisão por diferencial de pressão. Para evitar esta anormalidade utiliza-se um tipo de comando espiralado. A existência destas espirais evita que toda superfície dos comandos esteja em contato com a parede do poço minimizando assim o risco deste tipo de prisão.

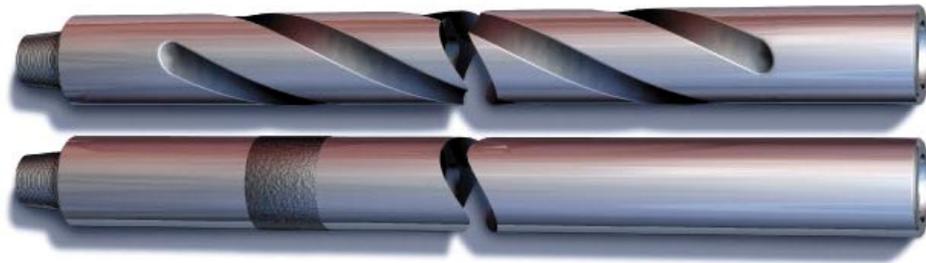


Figura 2.1 Comandos de perfuração (JAOilfield, 2006)

Os tubos pesados ou *Heavy Weight Drill Pipes (HWDP)*, Figura. 2.2, apresentam um diâmetro inferior comparando com os comandos. Esses tubos são responsáveis por formar uma transição de rigidez na coluna de perfuração entre os comandos e os *drill pipes* que são ligados imediatamente acima destes. Essa transição reduz a possibilidade de existência de falha por fadiga. Os tubos possuem maior espessura de parede, uniões mais resistentes e revestidas de metal duro e o reforço central no corpo do tubo revestido de metal duro (Bourgoyne *et al.*, 1991).



Figura 2.2 Tubos pesados de perfuração (JAOilfield, 2006)

Os tubos de perfuração (*Drill Pipes – DP*), Figura 2.3, fazem a conexão dos tubos pesados (*Heavy Weight Drill Pipe*), resinados internamente visando a redução de eventual desgaste e

corrosão. Estes se estendem da conexão com os HWDP até a altura da mesa rotativa. Quanto à rigidez, esses apresentam menores valores comparando-os com os comandos e tubos pesados.



Figura 2.3 Tubos pesados de perfuração (JAOilfield, 2006)

Em todos esses três grupos de tubos de perfuração as conexões (*tool joints*) são todas semelhantes, numa extremidade pino e noutra caixa, ambas contendo roscas cônicas. Estes tubos podem apresentar falhas derivadas de fadiga, ranhuras, sulcos, corrosão e tração.

A coluna de perfuração é constituída também por elementos acessórios como os substitutos, os estabilizadores, os alargadores e os amortecedores de vibrações.

Os substitutos têm várias funções, tais como:

1. Movimentar os comandos, possuem a seção superior com diâmetro externo igual a dos tubos de perfuração para facilitar a adaptação do elevador (*sub* de içamento);
2. Conectar a broca, sendo que as conexões ao primeiro e a broca são todas pino (*sub* da broca);
3. Conectar tubos de diferentes roscas e diâmetros (*sub* de cruzamento).

Os estabilizadores são tubos de aço que conferem maior rigidez à coluna, por possuírem diâmetro igual ao da broca e permitem a manutenção do diâmetro do poço.

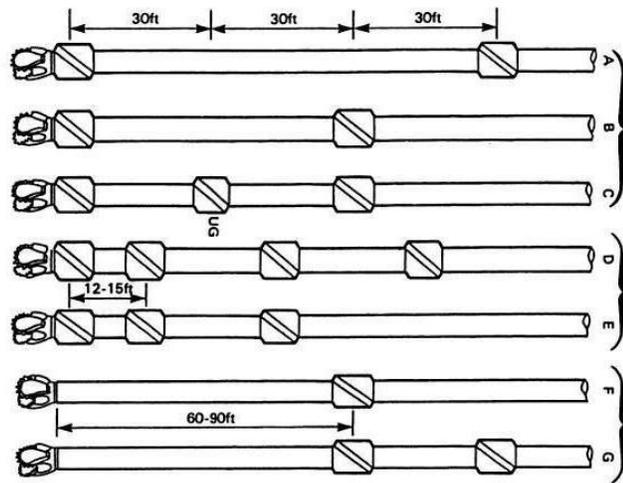


Figura 2.4 Configurações da BHA (Inglis, 1987)

A BHA pode apresentar várias configurações possíveis, consoante o tipo de poço e trajetória. A Figura 2.4 ilustra os possíveis arranjos de estabilizadores para ganho e perda de ângulo da BHA.

2.4 Fases de Perfuração de um poço

A perfuração de um poço de petróleo é feita por fases correspondendo a diâmetros de broca e respectivos revestimentos. A depender do tipo, trajetória de poço e reservatório estas podem variar consoante a especificidade de cada projeto. A seguir se apresenta uma possível seqüência simplificada das fases de perfuração de um poço marítimo.

1. **Fase de condutor:** Em perfuração marítima, esta fase pode ser perfurada utilizando o alargador de 36'', é descido e cimentado o revestimento condutor de 30'', ou ainda jateada quando solo marinho for mole e o seu revestimento condutor de 30'' cravado. O fluido de perfuração usado é água do mar. Os cascalhos são atirados ao fundo marinho não existindo retorno de lama para sonda. Os diâmetros típicos do revestimentos são: 30'', 20'' e 13 3/8''.

2. **Fase de superfície:** nesta fase o revestimento do poço é cimentado em toda sua extensão para evitar a flambagem devido ao elevado peso dos equipamentos de segurança do poço e dos revestimentos a serem assentados nas próximas fases. O fluido de perfuração usado é água do mar. Os cascalhos são atirados ao fundo marinho não existindo retorno de lama para sonda. Os diâmetros típicos do revestimentos são: 20”, 18 5/8”, 16”, 13 3/8”, 10 3/4” e 9 5/8”.

3. **Fase de intermediário:** Nesta fase registra-se a descida e o assentamento do BOP (*blowout preventor*), que é um equipamento fundamental para segurança das operações de perfuração e para todo pessoal na plataforma. O poço está conectado com a sonda e o fluido de perfuração retorna pelo anular para as peneiras fechando o ciclo injeção, retorno, tratamento e injeção. Salienta-se que esta fase tem como objetivo o isolamento e proteção de zonas de alta ou baixa pressões, zonas de perda de circulação, formações mecanicamente instáveis, formações com fluidos corrosivos ou contaminantes para o fluido de perfuração. Os diâmetros típicos de revestimento pode ser 13 3/8”, 9 5/8” e 7”.

4. **Fase de produção:** A perfuração atinge o reservatório, um intervalo produtor, tem que se ter cuidado com o tipo de fluido para não criar dano à formação. O poço pode ser mantido aberto em condições em hajam formações competentes ou com uma tela de contenção de areia em formações inconsolidadas. Os diâmetros típicos dos revestimentos podem ser 9 5/8”, 7” e 5 1/2”.

As fases de perfuração de poço de petróleo dependem de vários fatores como: o tipo das formações a serem atravessadas, dos dados de correlação (explicando a profundidades onde ocorreram problemas, por exemplo), em suma, tudo depende do tipo de projeto de poço.

A perfuração das fases é composta por uma série de rotinas à medida que se vai avançando para horizontes mais profundos. Mais adiante se fará uma descrição sucinta destas rotinas.

A seguir se apresenta um esquema ilustrativo de um poço vertical (corte transversal) de um possível projeto contendo 4 fases.

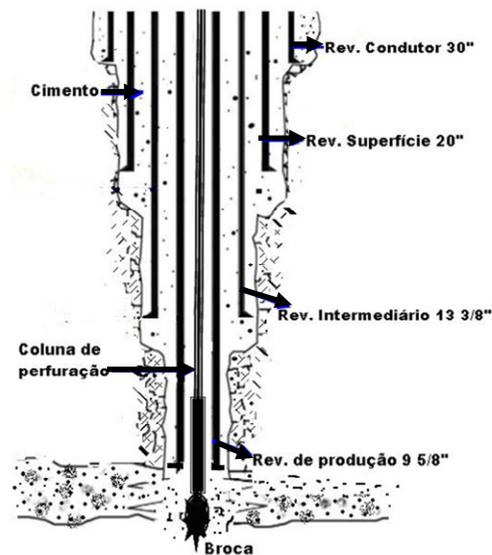


Figura 2.5 Esquema poço de petróleo

2.5 Operações de rotina durante a perfuração de um poço

Manobra é uma operação que visa a descida ou retirada parcial ou completa da coluna de perfuração de poço.

Por exemplo, faz-se manobra para:

- Troca de broca desgastada ou por outra adequada a formação ou ainda a fase que se iniciará;

- Retirando a coluna até a sapata mais próxima para verificação das condições de poço (manobra curta);
- Descida de equipamento de perfilagem;
- Testemunhagem;
- Pescaria;
- Efetuar conexões;
- Troca de equipamento da BHA.

Conexão é operação que se caracteriza pelo acréscimo de tubos de perfuração à coluna de perfuração depois que o topo do Kelly (ou top drive) atinge a mesa rotativa. O *kelly* é elevado até o primeiro tubo de perfuração aparecer e coloca-se a cunha na coluna de maneira a que o peso fique sustentado pela mesa rotativa. Desconecta-se o *kelly* da coluna e conecta-se ao tubo de perfuração a ser adicionado, e seguidamente eleva-se o conjunto *kelly* e tubo de perfuração, conecta-se novamente a coluna e retira-se a cunha e desce-se a coluna até o *kelly* encaixar na mesa rotativa e volta a perfuração de novos trechos. O mesmo sucede se a perfuração for com top *drive*.

A **circulação** é efetuada para garantir a limpeza do poço durante a perfuração. Quando existir indícios de acúmulo de cascalho no espaço anular podendo causar eventual prisão da coluna de perfuração. Pode ainda existir fatores que levam a intervalos de circulação, como sendo para:

- Manter a limpeza no poço
- Garantir uma retirada da coluna de perfuração em segurança evitando pistoneio;

- Condicionamento para descida do revestimento;
- Se restabelecer a rotação (em caso de perda desta - ameaça de prisão - no decorrer na perfuração);
- Troca de fluido;
- Cimentação;
- Lavar fundo falso;
- Eliminar excesso de torque e arraste;

Alargamentos e repasses (*backreaming*) – os repasses são feitos para manter os trechos em boas condições para que os revestimentos, perfis de perfilagem, coluna de pescaria e demais componentes da BHA possam passar sem problemas no diâmetro planejado no projeto de poço. Esta operação é feita com alargador que se encontra acima da broca, e normalmente é caracterizado por baixo peso e baixa rotação na broca para evitar seu desgaste prematuro.

- Repassa-se na retirada quando houver indícios de resistência (por exemplo, acunhamento);
- Repassa-se na descida quando há intervalos que ofereçam resistência (por exemplo: topamento);
- Repassa-se quando há ameaça de prisão;
- Repassa-se para cortar a pega de cimento.

A **cimentação** é uma operação que consiste no bombeio de uma pasta de cimento para o preenchimento do espaço anular entre a tubulação do revestimento e as paredes do poço, isto fará com que não haja migração de fluidos das formações perfuradas. A cimentação é executada depois da descida da coluna de revestimento e se repete o mesmo procedimento consoante o número de fases projetadas para o poço. Antes de qualquer operação de cimentação deve-se

condicionar ou fazer a circulação no poço (normalmente em períodos de duas horas ou mais) para resfriá-lo e assegurar uma boa pega da pasta de cimento.

Recomendam, as boas práticas de perfuração, cortar o tampão de cimento usando uma BHA com broca lisa. A BHA é descida sem os aparelhos acessórios (MWD, estabilizadores, etc.), pois o efeito da vibração provocada pela ação mecânica da broca pode danificar estes equipamentos. No entanto, por razões de redução do tempo de manobras nas operações, é comum usar-se uma BHA com todos os equipamentos no início da perfuração. A broca corta o primeiro o tampão de cimento e prossegue com a perfuração.

Teste de absorção (*leakoff test*) – é efetuado no trecho imediatamente abaixo da sapata para determinação da pressão de fratura da formação. Durante o teste bombeia-se o fluido de perfuração para que a pressão possa ser incrementada gradualmente. O processo é monitorado até que se atinja uma pressão para qual o fluido entra na formação, é esta a pressão de fratura. O resultado deste teste determina o peso máximo que o fluido deve ter durante a perfuração dessa fase. Por razões de segurança operacional o peso do fluido é mantido ligeiramente abaixo da pressão obtida no teste.

O teste de absorção também serve para avaliar a qualidade da cimentação na sapata quando possível deve-se deixar aberta a comunicação do anular entre o revestimento descido e o anterior (Siqueira, 1989). Este teste também é conhecido como teste de integridade a pressão (*pressure integrity test*).

A **perfilagem** é uma operação que consiste na descida de ferramentas com o objetivo de medir as características ou propriedades da rocha (porosidade, permeabilidade, nível de saturação em fluidos, argilosidade, fraturas etc.) inspecionar o diâmetro do poço (por exemplo: o *caliper*), verificar a qualidade de cimentação, etc. De uma maneira geral a perfilagem contribui para o melhor conhecimento das formações atravessadas e do tipo de fluidos contidos no meio poroso respectivo – avaliação das formações. Na perfuração de um poço piloto curto quando a inclinação é inferior a 55° não realiza-se perfilagem a cabo visto que, os equipamentos de perfilagem a cabo têm grandes dificuldades em descer. Os dados são coletados pelos MWD e LWD. A perfilagem a

cabo faz-se geralmente em poços pilotos longos. Uma leitura com mais detalhes pode ser feita em Hilchie (1982) e Helander (1983).

Testemunhagem. Para uma melhor avaliação da formação para além dos dados indiretos fornecidos pela perfilagem existe a necessidade de análise de amostras. A testemunhagem se faz descendo uma broca específica vazada com dois barriletes um externo que gira com a coluna outro interno onde se vai alojar a amostra. À medida que a coroa avança, o cilindro da rocha não perfurada é encamisado pelo barrilete interno e em seguida içado até a superfície. A testemunhagem é feita geralmente com uma broca de 8½" para garantir uma colheita mais confiável do testemunho sem grandes perturbações da formação.

Pescaria: é uma operação que consiste em recuperar objetos que tenham caído no fundo do poço ou tenham ficado aprisionados nele.

Seqüência básica de operações de perfuração

A perfuração de um poço segue uma seqüência de operações em que o fim de uma dita o início imediato da próxima. O entendimento desta lógica seqüencial é importante para o estudo de problemas de poço, pois é conhecendo as atividades normais que se pode ter experiência identificar eventos anômalos.

Em seguida apresentar-se-ão, em forma de tabelas, algumas seqüências básicas possíveis de operações em determinadas fases de perfuração:

Tabela 2.1 Fase condutor 30" perfurado

FASE CONDUTOR PERFURADO

-
- Movimentação de Sonda
 - Instalação de linhas de ancoragem ou calibrar Posicionamento Dinâmico
 - Montagem e descida de BHA de 26" com alargador de 36"
 - Perfurando com BHA de 26"
 - Condicionamento de Poço
 - Retirada de BHA 26"
 - Descida de Revestimento de 30"
 - Circulando para cimentar
 - Cimentando revestimento de 30"
 - Retirada de coluna de assentamento do revestimento
 - Aguardando pega do cimento
-

Tabela 2.2 Fase superfície 26"

FASE SUPERFICIE 26"

-
- Montagem e descida de BHA de 26"
 - Cortando cimento
 - Perfurando 10 m com BHA de 26"
 - Circulando para teste de absorção
 - Teste de absorção
 - Perfurando com BHA de 26"
 - Condicionamento de poço
 - Descida de revestimento de 20"
 - Circulando para cimentar
 - Cimentando revestimento de 20"
 - Retirada de coluna de assentamento do revestimento
-

Tabela 2.3 Fase intermediário 17 1/2"

FASE INTERMEDIARIO 17 1/2"

- Instalação do BOP
 - Teste de BOP
 - Montagem e descida de BHA de 17 1/2"
 - Perfurando 10 m com BHA de 17 1/2"
 - Circulando para teste de absorção
 - Teste de absorção
 - Perfurando com BHA de 17 1/2"
 - Condicionamento de poço
 - Descida de revestimento de 13 3/8"
 - Circulando para cimentar
 - Cimentando revestimento de 13 3/8"
-

Tabela 2.3 Fase Produção 12 1/4"

FASE PRODUÇÃO 12 1/4"

- Montando e descendo BHA de 12 1/4"
 - Cortando o cimento
 - Perfurando 10 m
 - Circulando para teste de formação
 - Teste de formação
 - Perfuração
 - Retirando a coluna com BHA 12 1/4"
 - Montando e descendo a BHA de 8 1/2" com barrilete
 - Testemunhando
 - Retirando a coluna com BHA 8 1/2" com testemunho
 - Montando e descendo BHA de 12 1/4"
-

Tabela 2.4 Fase HP aterrissagem

HP ATERRISSAGEM

-
- Montagem de BHA de 12 1/4"
 - Descida de BHA 12 1/4"
 - Calibração de BHA 12 1/4"
 - Perfuração direcional
 - Teste de absorção
 - Perfuração direcional (até o topo do reservatório)
 - Circulação
 - Manobra curta (condicionamento do poço)
 - Retirada de BHA 12 1/4"
 - Descida de revestimento de 9 5/8"
 - Circulação
-

Tabela 2.5 Fase HP drill in

HP DRILL IN

-
- Montagem de BHA 8 1/2"
 - Descida de BHA 8 1/2"
 - Calibração de BHA 8 1/2"
 - Perfurando 8 1/2"(10m)
 - Teste de absorção
 - Perfurando 8 1/2"
 - Retirada de BHA. 8 1/2"
-

2.6 Perfuração em folhelhos e margas

Os folhelhos e margas pertencem ao grupo das rochas sedimentares. Estas são formadas na superfície da terra e/ou a pouca profundidade e a temperatura ambiente. As rochas sedimentares são formadas da desagregação e decomposição das rochas pré-existentes e a subsequente decomposição química resultante de fenômenos de erosão e diagênese ou ainda da atividade orgânica de seres vivos. São constituídas por lâminas finas e paralelas esfoliáveis especialmente quando expostas a alta compactação e pressões.

Sugiro (1980) descreve a marga como sendo um tipo de rocha sedimentar calcária contendo uma larga porcentagem de argila e é formada por sedimentos detríticos e ou carbonatados de depósitos marinhos e lacustres que se afundaram progressivamente e se misturaram com produtos de precipitação química ou resíduos orgânicos.

Na perfuração de poços de petróleo é comum encontrar camadas de folhelhos e/ou margas. Estas formações exercem a função de selo ou capa dos reservatórios petrolíferos devido a sua baixa permeabilidade, pelo que sempre que se perfure há uma forte possibilidade de atravessá-las. Segundo Devereux (1998), as rochas argilosas correspondem a 75% das rochas perfuradas na exploração e exploração de petróleo, e este tipo de rocha é a causa de mais de 90% dos problemas de instabilidade das paredes do poço.

A perfuração destas formações, quando o fluido de perfuração é base água, pode apresenta anormalidades no poço que se podem resumir em:

- Inchamentos provocando a redução do diâmetro interno do poço;
- Enceramento da broca e da BHA;
- Desmoronamentos provocando o aumento no volume de cascalho, por vezes, dificuldade no carregamento dos mesmos. Os trechos desmoronados são caracterizados

por alargamentos do diâmetro interno do poço, isso causa conseqüentemente uma redução da velocidade do fluido no anular que propicia o acúmulo de cascalho.

Segundo Rocha *et al.* em 2007 as informações do tamanho, formato e quantidade do cascalho são um importante indicador do grau de balanceamento de pressões durante a perfuração. Isto é mais evidente nos folhelhos em que pelo tipo de cascalho se pode inferir a condição de estabilidade das paredes de poço e o grau de balanceamento entre o poço e a formação perfurada. Folhelho lascado, como próprio nome indica, apresenta-se em lascas, tem um formato côncavo, geralmente pontiagudo e fino (Figura 2.6A). Este tipo de cascalho é causado por falhas por tração e está relacionado às pressões anormalmente altas ou ainda quando a pressão no interior do poço é igual ou inferior à da formação. O cascalho desmoronado, segundo os mesmos autores, é característico de falhas por cisalhamento devido à liberação de tensões. Estes apresentam geralmente uma geometria retangular e é mais espesso (Figura 2.6B).

Um indicador de perfuração sub-balanceada é o aumento da quantidade de cascalhos e/ou existência de fundo falso, ocasionalmente, pode ocorrer a esse fenômeno, e um aumento de torque e da pressão de bombeio é registrado.

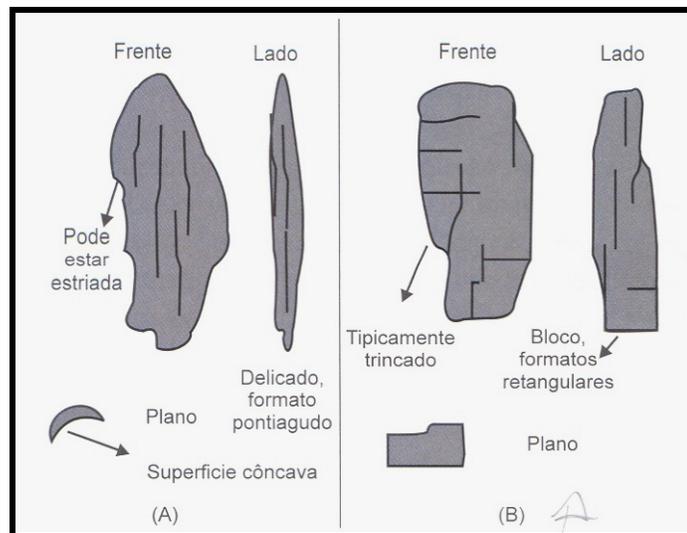


Figura 2.6 Formato de cascalho (Rocha *et al.*, 2007)

Todas as anormalidades mencionadas dependem do fator intervalo de tempo a que a formação esta exposta, pelo que se recomenda, nestas situações, fazer-se o assentamento do revestimento com maior brevidade para assegurar a integridade do poço (Devereux,1998).

Os trechos alargados e/ou no *rat hole* (ver Figura 2.7) apresentarão anormalidades, pois haverá uma redução da velocidade, diminuição da capacidade de carregamento de cascalhos e conseqüentemente irá gerar um acúmulo deste principalmente durante as paradas para conexões.

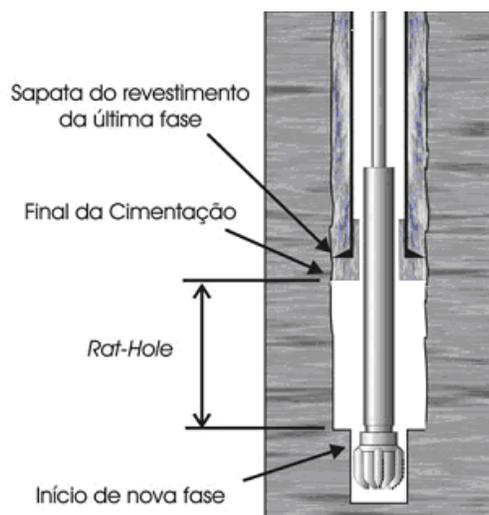


Figura 2.7 Redução da velocidade do *rat hole* (Tavares, 2006)

A Figura 2.7 ilustra uma situação em que iniciando uma nova fase, haverá um trecho (*rat hole*) em que a velocidade do fluido de perfuração será menor por alargamento do diâmetro do poço.

Os alargamentos no trecho de ganho de ângulo (*kick off point*) são extremamente indesejáveis visto que causam problemas no direcionamento da ferramenta, nas manobras, bem como na limpeza do poço Devereux (1998).

Em seguida apresenta-se uma ilustração do formato do *caliper* nas condições em que há fechamento do poço por inchamento de argilas. O trecho de 1900 a 2700 m (Figura 2.7) corresponde à formação argilosa (a uma intercalação de margas e folhelhos).

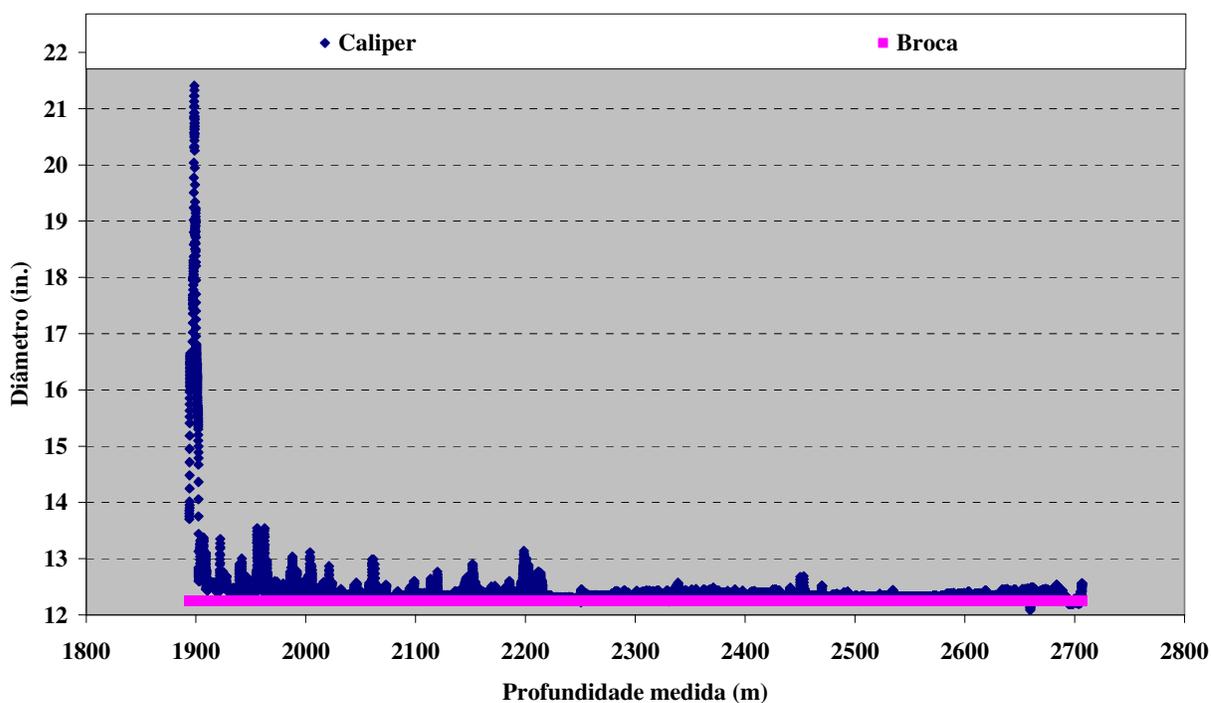


Figura 2.8 Caliper do Poço 7-XXX-71D

A figura 2.8 ilustra o trecho perfurado onde foi corrido o perfil do *caliper* para verificar o estado do diâmetro interno do poço. Neste caso, o *caliper* indica trechos com redução de diâmetro 1900 a 2700 m, fechamento por inchamento de argilas.

Breve caracterização dos folhelhos

Os folhelhos são constituídos por minerais de argilas cujo comportamento na presença da água causa estes problemas de estabilidade do poço. Assim, para melhorar o desempenho e

redução dos Tempos Não Produtivos na perfuração é de vital importância o estudo do principal componente dos folhelhos, as argilas.

Argila é um material natural, de textura terrosa e de granulação fina, constituída essencialmente de argilominerais, podendo conter outros minerais que não são argilominerais como quartzo, mica, pirita, hematita, etc., e matéria orgânica (Meurier, 2005).

Os principais grupos de argilominerais são clorita, caolinita, ilita e esmectitas. O presente estudo vai incidir sobre as esmectitas pela sua importância na perfuração.

As esmectitas são argilominerais constituídos por alumino-silicatos de sódio, cálcio, magnésio, ferro, potássio e lítio, que inclui, entre outros os seguintes minerais, montmorilonita, nontronita, saponita, hectorita, sauconita, beidelita e volconsoíta (Meurier, 2005). O mais importante, para o presente estudo, é a esmectita sódica ou montmorilonita sódica, pois é esta que causa mais problemas durante a perfuração quando fluido usado é de base água.

A montmorilonita é o principal argilomineral do grupo das esmectitas e é formada por camadas compostas de duas folhas de silicato tetraédricas, com uma folha central octaédrica de alumina. No espaço entre as camadas encontram-se moléculas de água adsorvidas e os cátions que podem ser substituídos. As argilas que possuem o Na^+ como cátion predominante. A sua principal característica é o inchamento na presença de água, chegando a aumentar várias vezes o seu volume inicial devido ao fato do cátion Na^+ permitir que várias moléculas de água sejam absorvidas, aumentando assim a distância entre as camadas do mineral e, conseqüentemente, separando as partículas de argila umas das outras. As argilas esmectíticas que não incham em presença de água são geralmente policatiônicas ou preponderantemente cálcicas (Bourgoyne *et al*, 1991).

As argilas apresentam, quando em contato com água, um comportamento de elevado nível de inchamento (esmectitas). Por outro lado, encontram sua aplicabilidade na composição do fluido de perfuração, pois é usado com aditivo aumentando a viscosidade e no controle do filtrado (Bourgoyne *et al*, 1991).

Para enfrentar este tipo de problemas Dwarkah *et al* (2005) propõem que sejam tomadas as seguintes medidas:

- O assentamento do revestimento deve ser feito o mais cedo possível para isolar as zonas susceptíveis de desmoronar;
- O período de circulação deve ser o mais longo possível para facilitar a limpeza dos trechos desmoronados;
- Deve ser usado fluido sintético;
- Dever ser aplicada uma baixa taxa de penetração.

2.7 Perfuração em formações salinas

A perfuração em formações salinas ao longo da história da indústria de petróleo tem representado grandes desafios devido às condições geomecânicas destas formações.

As formações salinas fazem parte das rochas sedimentares evaporíticas constituídos por carbonatos, cloretos e sulfatos. Estas podem ser encontradas em forma de almofadas, diapiros, muralhas, corpos isolados formando núcleo de outras formações, designadas por *rafts* ou jangadas. Ou ainda, em seqüências sedimentares mais recentes, podem aparecer em forma de línguas alongadas (Mohriak, 2005).

Estas formações, quando sujeita à uma tensão constante, e com o decorrer do tempo, apresentam um comportamento designado por fluência que se caracteriza na deslocamento da massa salina para o interior do poço obstruindo-o parcial ou totalmente. Salienta-se que quanto maior for a temperatura e a tensão diferencial aplicada ao sal maior será a velocidade de deformação por fluência ao longo do tempo.

Quando se perfura numa formação salina o avanço é feito pela ação mecânica da broca bem como pelo fluido de perfuração base água que contribui para o aumento da profundidade medida dissolvendo a formação aumentando assim a taxa de penetração (Sheffield *et al.*, 1983).

Esta dissolução, por vezes, também pode provocar alargamentos nas paredes de poços, aumentando assim o seu diâmetro interno, fato que é indesejável na perfuração. As características do fluido (salinidade ou teor em sais) têm que ser bem dimensionada para evitar dissolução excessiva das formações.

O maior problema da perfuração em formações salinas é a mobilidade desta. A fluência, a curto prazo, cria maior impacto nas paredes do poço (fechamento), ao passo que, a longo prazo, pode afetar grandemente os revestimentos chegando mesmo a provocar colapso por causa do carregamento não uniforme.

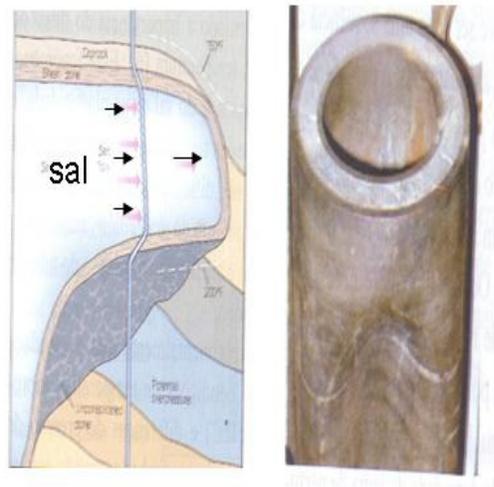


Figura 2.9 Carregamento não uniforme da formação salina (Nascimento *et al.*, 2009)

A Figura 2.9 ilustra as conseqüências do carregamento não uniforme nos tubos de revestimentos ao longo do tempo.

As formações salinas apresentam graus de mobilidade diferentes. As de baixa mobilidade são ideais para perfurar pela sua homogeneidade, baixa porosidade, elevado gradiente de fratura e apresentam geralmente boa taxa de penetração (Falcão *et al.*, 2007). Por outro lado, as formações

salinas de maior mobilidade como bischofita ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), a carnalita ($\text{MgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) e taquidrita ($\text{CaCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$) apresentam maior incidência de problemas em comparação com os demais sais (Falcão *et al.*, 2007).

Os problemas encontrados na perfuração em formações variam de poço para poço e consoante as condições particulares de cada campo, esta especificidade exige um maior domínio das principais técnicas para que em tempo útil se tomem medidas para resolver eventuais problemas ou mantê-los sob controle para que não se tornem cada vez mais severos.

Os problemas mais comuns neste cenário são: fechamento do poço, alargamento de trechos, batentes em trechos onde haja intercalações, desprendimentos dos blocos para interior do poço, prisão da coluna (por acunhamento nos blocos desprendidos), desvio e colapso de revestimento podendo causar a perda do poço. Estes problemas apresentam entre outros sintomas, torques elevados na mesa rotativa, *arraste* elevados durante as manobras e conexões, redução da velocidade nos trechos alargados, trapeamento dos cascalhos nas cavernas ou trechos alargados e topamentos da coluna. Dai ser recomendável a adoção de procedimentos como: repasses preventivos em intervalos de maior resistência, perfurar com fluido sobressaturado de maneira que mesmo com o incremento da temperatura (aumento da solubilidade) ainda o fluido tenha características reológicas para desempenhar a sua função.

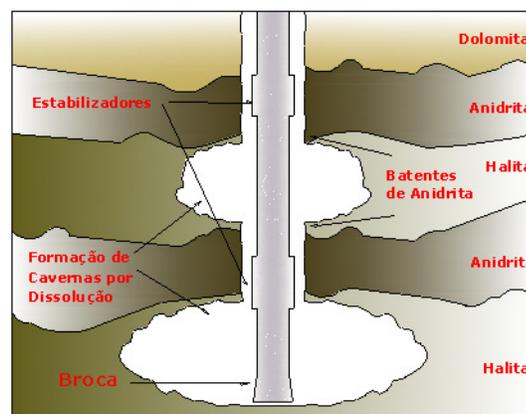


Figura 2.10 Esquema de poço em formações salinas (adaptação Falcão *et al.* 2005)

Na Figura 2.10 pode-se ver que existem intercalações de formações salinas e os batentes se encontram em formações duras comparando com as demais perfuradas, nestes pontos, há uma redução do diâmetro interno do poço. As áreas mais alargadas correspondem às formações mais solúveis.

O dimensionamento do fluido para este tipo de formações é uma questão de relevante importância, pois dela dependerão as condições de estabilidade do poço. Assim um fluido requererá uma série de propriedades que podem ser resumidas no seguinte quadro elucidativo de cada tipo e respectivas vantagens e desvantagens:

Tabela 2.6 Tipos de fluidos, respectivas vantagens e desvantagens.

Tipo de fluido	Vantagens	Desvantagens
Base água (Saturada em NaCl)	Baixo custo Composição/produção relativamente fácil Boa estabilidade reológica Elevada taxa de penetração comprando c/não aquosos Amigo do ambiente →Descarte fluido pode ser leito marinho →Descarte do cascalho pode ser leito marinho Baixa lubrificidade Maior produtos de combate a perda de circulação	Baixa lubrificidade Aumento da solubilidade com a temperatura Potencial elevado de corrosão Alargamentos das paredes de poços (washouts) Impedimento de dissolução de outros sais Limitações logísticas - requer grandes quantidades
Sintéticos (Não aquosos)	Maior estabilidade térmica Elevada lubrificidade Inibição da reatividade das argilas Boa estabilidade reológica Permite peso específico menor (redução pressão hidrostática do poço)	Elevado custo Restrições ambientais →Proibido descarte no mar →Requer secadores do cascalhos Maior dificuldade em combate de <i>kick</i> de gás

A perfuração em formação salina envolve o conhecimento do tipo de sal ou sais que serão atravessados para que se saiba quais as zonas que terão que ser revestidas, em tempo útil, uma atenção também é dada ao tipo de revestimento, pois ao longo do tempo sofrerá carregamentos, o projeto do fluido deve ser adequado as condições específicas do campo. Entre todos os sais os cloretos são os problemáticos sendo que a bischofita apresenta elevados níveis de fluência.

2.8 Perfuração em formações abrasivas e duras

A abrasividade é caracterizada por promover o desgaste – a semelhança do efeito de uma lixa - estas formações compreendem essencialmente arenitos, calcarenitos e siltitos cujo tamanho e distribuição dos grãos, geometria, condições deposicionais estabelecem os diferentes graus de abrasividade (Mensa-Wilmot, 2001). Neste tipo de formações os arrastes e os torques são geralmente elevados causando danos nos equipamentos.

Do ponto de vista mineralógico, a abrasividade depende do teor, geometria e granulometria do quartzo. A presença de outros minerais abrasivos (Corindo e granada (almandina)), tendo dureza superior ao quartzo, 9 e 7,5 respectivamente, provocarão maiores taxas de desgastes nos equipamentos do conjunto de fundo (BHA). As formações abrasivas encurtam a vida útil das brocas e provocam também danos nos equipamentos da BHA (estabilizadores, *jar*, aparelhos de MWD, etc.)

Segundo Santos *et al.* (2000) as formações duras apresentam uma baixa taxa de penetração e geralmente ocorrem vibrações ou choques devido a interação broca e rocha. Isto provoca danos mecânicos severos nos equipamentos da BHA, problemas de estabilidade das paredes de poço e demanda conseqüentemente manobras excessivas. Esta sucessão de anormalidades aumenta os Tempos Não Produtivos, que por sua vez, oneram os custos do projeto. As formações duras incluem carbonatos ultra-consolidado, quartzitos e chertes.

Capítulo 3

Problemas de perfuração de poços

Os problemas de perfuração de poços têm sido alvo de vários estudos. A seguir será apresentada uma breve revisão bibliográfica de alguns deles que serviram de base para o desenvolvimento deste trabalho de elaboração de procedimentos para identificação de causas de problemas de perfuração.

3.1 Estudo de bibliografia

O diagnóstico de problemas na perfuração de poços direcionais com base na avaliação de esforços de torque e arraste registrados nas movimentações da coluna de perfuração ou de revestimento no interior do poço e apresentado por Idagawa (1990). Segundo o autor, estes parâmetros são importantes, pois permitem o conhecimento das condições mecânicas das paredes do poço, fazendo com que, seja possível identificar, a tempo, problemas como, por exemplo, prisão de coluna ou do cabo de perfilagem. O autor, no seu estudo, apresenta dois modelos, um onde é considerada a influência da rigidez da coluna e diâmetro do poço no estudo sobre de torque e arraste em função da profundidade e o outro onde considera o atrito hidrodinâmico. Das simulações feitas em quatro poços de diferentes tipos de trajetória e composições de colunas chegou a conclusão que a rigidez da coluna influencia muito pouco da determinação do fator de atrito (na razão de 1% para revestimentos e 2% para colunas de perfuração em poços horizontal). Relativamente ao atrito hidrodinâmico os resultados encontrados apontaram para uma maior influência de cerca de 8% para revestimentos e 2% para colunas de perfuração.

O efeito da rigidez da coluna tem pouca contribuição nos esforços de torque na superfície, inferior a 1% e no poço horizontal cerca de 2%. Por outro lado, o atrito hidrodinâmico e rigidez da coluna apresentaram maior influência no peso sobre o gancho nas descidas da coluna comparando com as retiradas da mesma. E no final sugere uma associação de dados para diagnóstico de problemas de poço baseado em três parâmetros como, peso no gancho, torque na

superfície e fator de atrito aparente do poço. Estes dados são analisados juntamente com informação da litologia, pressões e vazões de circulação para detectar-se um problema. Na sua explanação o autor não apresenta como este procedimento deve ser executado para que se consiga apurar as causas e se determinar os problemas de perfuração.

Na mesma linha de pesquisa, de diagnóstico de problemas em poços direcionais durante as manobras, Cardoso Junior (1992) propõe um sistema computacional de acompanhamento de manobras em poço aberto. Este sistema dividiu-o em três fases: a primeira faz automaticamente um pré-diagnóstico de possíveis problemas operacionais ou de poço, em tempo real, e armazena dados coerentes para posterior determinação do fator de atrito aparente entre a coluna e as paredes do poço, e caso detectada uma anormalidade, o programa permite uma investigação das seções anteriores para avaliação do tipo de problema. A segunda executa uma avaliação do comportamento do fator de atrito aparente com a profundidade usando trabalho do seu antecessor Idagawa (1990). E por fim, na terceira fase é feito um estudo comparativo entre padrões obtidos na fase anterior com os dos problemas conhecidos. E também é elaborada uma programação de descida da coluna contendo esquema gráfico da geometria do poço, possíveis anormalidades (operacionais ou de poço) identificadas durante a retirada da coluna, análise de problemas de poço, e por último, apresenta sugestões de procedimento de descida de coluna. Identifica-se ainda, as causas dos problemas de perfuração como: o desmoronamento, o fechamento, a má limpeza de poço, a chaveta, a diferencial pressão, os batentes, as pontes e os alargamentos. Pode-se dizer que a análise efetuada poderia ser mais abrangente, visto que, para anormalidade fechamento do poço, apenas considera o caso de fechamento por inchamento de argilas, sendo que existem várias causas que podem provocar fechamento, como fluência de sal, abrasividade da formação, espessamento de reboco em formações permeáveis.

Tavares (2006) em seu trabalho sobre interpretação e análise de dados de perfuração em poços de petróleo, apresenta três procedimentos independentes para melhorar o processo de construção de poços. O primeiro é um sistema para visualização para o acompanhamento direcional cujo objetivo é auxiliar o controle da trajetória do poço. O segundo é um sistema automático para classificar as operações realizadas durante a perfuração de um poço de petróleo, este sistema visa produzir relatórios precisos e mais detalhados sobre as operações realizadas

durante a perfuração, por exemplo, quantifica-se o número de horas passadas a perfurar orientado e perfurar rotativo, com esta informação se pode aferir os custos de cada trecho. O terceiro procedimento é o que apresenta maior relevância para o presente trabalho, pois trata da detecção precoce de problemas de perfuração por via de sintomas ou indícios observáveis, à superfícies, nos dados coletados durante as operações de perfuração. O peso excessivo do fluido de perfuração é apontado como causa de perda de circulação tendo como sintomas a redução na vazão de retorno e perda de volume nos tanques. A mesma causa é apontada igualmente para prisão por diferencial de pressão, em que os sintomas são aumento do torque e aumento do *arraste*. Seguindo o mesmo raciocínio, o desmoronamento e/ou alargamento paredes de poço são causados por peso insuficiente do fluido detectáveis por aumento cascalho (geometria diferenciada), aumento de *arraste* e torque. Para problemas de limpeza do poço (*packoff* ou *packer* hidráulico), as propriedades inadequadas do fluido são apresentadas como as causas cujos sintomas são aumento da pressão de bombeio, aumento do *arraste* e aumento torque. Por último, para problemas como influxo de fluidos da formação, a causa é o peso insuficiente de fluido, e os sintomas são o aumento da vazão de retorno e ganho de volume nos tanques. Tavares (2006) propõe, para além da vazão e pressão, o uso de mais parâmetros para caracterização dos problemas de perfuração bem como um maior e melhor aproveitamento do conhecimento contido nos dados de perfuração, e este pode ser utilizado para aprimorar o processo de construção de poços de petróleo.

Falcão *et al.* (2007) fazem uma abordagem da perfuração em formações salinas apresentando os conjuntos de sais como halita, taquidrita, carnalita e bischofita, esta última apresentando maiores valores de fluência. O trabalho aborda que o sal pode apresentar problemas durante a perfuração (fechamento por fluência) e ao longo da vida útil do poço (exercendo pressão não uniforme sobre revestimento). A pressão como causadora da deformação foi estudada por Sunal *et al.* (2008). Mais abordagens sobre a mesma matéria podem ser encontradas em Meize *et al.* (2000) e Wilson *et al.* (2004).

Mensa-Wilmot *et al.* (2001) estudaram o efeito da dureza, abrasividade, heterogeneidade e diâmetro do poço no desempenho das brocas PDC, tendo concluído que os parâmetros mecânicos e hidráulicos influenciam na perfurabilidade das formações rochosas, e em especial nas abrasivas

e nas heterogêneas. Os mesmos autores acrescentam que estes parâmetros precisam estar otimizados para garantir uma boa taxa de perfuração. Hamer *et al.* (2005) apresentaram um estudo laboratorial onde concluem que com as brocas PDC obtêm-se valores elevados de taxa de penetração comparando-se com as tri-cônicas. Mason *et al.* (1998), Abbassian *et al.* (1998), Leine *et al.* (2001), Niznik *et al.* (2006) e Chen *et al.* (2006) apresentam um estudo caracterizando os diversos tipos de vibrações como sendo laterais, torcionais e axiais.

O estudo dos problemas que ocorrem durante a perfuração, tem sido objeto de vários trabalhos na literatura, cada um abordando especificamente uma temática. Os mais estudados são aqueles relacionados à *kicks* e *blowouts* e prisões de coluna. Não há uma caracterização abrangente e minuciosa relacionando um determinado domínio, no qual podem ocorrer anormalidades específicas, cujos indicadores ou sintomas, associados aos outros dados, podem estabelecer hipóteses prováveis sobre a causa do problema.

Miura (1991) propõe um método de aquisição de conhecimento a partir de textos em linguagem natural. Neste, com base em estudos de Boletins Diários, elaboram-se procedimentos cuja finalidade é a exploração do grande potencial da informação contida nestes. Destaca-se a grande vantagem dos relatórios serem elaborados por diversos técnicos, fazendo com que seja uma visão mais abrangente, devido ao fato de refletir o ponto de vista de cada profissional em relação às operações e as eventuais anormalidades que tenham ocorrido. O referido método foi aplicado à um banco de dados de Boletins Diários de Completação e Avaliação. A maior parte deste trabalho tem como base a análise de Boletins Diários de Perfuração. Assim, de forma análoga ao método proposto por Miura (1991) foi feito estudo de boletins diários de perfuração para gerar conhecimento sobre questões relativas aos problemas que ocorreram durante perfuração de poços marítimos de desenvolvimento. O objetivo é fazer uma caracterização contextualizada, com as associações de informações, estabelecendo procedimentos diagnósticos para a identificação das causas dos problemas.

Conforme citado em Cerqueira (1997) problema é qualquer resultado indesejável de uma atividade ou processo. Para qualquer estudo de problemas o mais importante é saber identificar a sua natureza (tipo) e como se manifesta (sintomas).

A seguir serão listados os principais problemas que podem ocorrer durante as operações de perfuração de poços de petróleo:

- Dificuldade de manobra;
- Dificuldade de avanço;
- Prisão (de coluna e equipamento de perfilagem);
- Perda de circulação;
- *Kicks e blowouts*;
- Poço inadequado para perfilagem;
- Cimentação deficiente;
- Falha de revestimento do poço;
- Falha de equipamentos na BHA;
- Falha da trajetória do poço;
- Instabilidade da cabeça do poço.

Segundo Miura *et al.* (2009) a maior parte dos Tempos Não Produtivos nas operações de perfuração devem-se aos problemas classificados por ocorrência como dificuldade de manobra, dificuldade de avanço e prisão. Assim, este estudo se restringirá a estes três problemas referenciados, por serem os mais representativos.

Para estes três problemas (dificuldade de manobra, dificuldade de avanço e prisão) apresentam-se diagramas causa-efeito que sintetizam a consolidação e sistematização da

caracterização dos mesmos. Nestes diagramas, na primeira coluna constam os parâmetros hidráulicos, mecânicos e outras informações importantes, que associadas, as primeiras levam a identificação das causas de problemas de perfuração de poços. Na mesma seqüência, se apresentam o comportamento dos parâmetros as causas relacionadas à litologia, ao tectonismo e à outras falhas operacionais.

Os diagramas causa-efeito foram construídos com base nos conhecimentos adquiridos na consolidação e sistematização dos problemas de perfuração, bem como das reuniões tidas com especialistas no ramo da engenharia de poço. Deve-se salientar que esta aplicação é uma extensão do modelo apresentado por Tavares (2006) em que no procedimento de identificação de problemas, descreve como indícios da ocorrência destes, o comportamento de alguns parâmetros (torque, *arraste*, vazão de retorno e pressão de bombeio do fluido).

Com exceção aos problemas listados acima, os demais serão apenas descritos, pois não constituem o principal objeto deste trabalho.

3.2 Dificuldade de manobra

A dificuldade de manobra (DM) compreende todas as anormalidades que ocorrem durante as operações de descida e retirada da coluna para efetuar conexões e/ou troca de equipamento. A anormalidade são restrições na descida e retirada da coluna. As principais causas da DM estão relacionadas às anormalidades que envolvem a **litologia** (batente, prisão por diferencial de pressão e fechamento do poço por inchamento de argilas, fechamento do poço por fluência de sal e fechamento do poço por desgaste da broca em formações abrasivas, fechamento do poço por espessamento do reboco), o **tectonismo** (desmoronamentos) e **outras causas operacionais** (má limpeza, *dogleg* severo, *rat hole* e chavetas).

A Tabela 3.1, apresenta o comportamento dos parâmetros mecânicos e hidráulicos (aumento, redução e constante) em associação com as demais informações que auxiliam na determinação das causas da ocorrência do problema de dificuldade de manobra. Esta informação

adicional consiste num conjunto de dados ou eventos que sucedem durante uma operação de perfuração. Por exemplo, o uso do fluido de perfuração base água (WBM – *Water Base Mud*) é uma informação importante no estudo do fechamento do poço por inchamento de argilas. As causas de dificuldade de manobra (fechamento de poço por inchamento de argilas e fechamento de poço por fluência de sal) apresentam o mesmo comportamento dos parâmetros mecânicos e hidráulicos (como se pode verificar na 4ª e 5ª colunas do diagrama causa-efeito DM da tabela), em que a diferença reside na informação adicional. Para o fechamento de poço por inchamento de argilas, como o próprio o nome indica, há reatividade das argilas em presença de fluido base água caracterizado pelo inchamento da formação (redução do diâmetro interno do poço). Para o caso do fechamento de poço por fluência de sal, os sais perfurados se movimentam reduzindo assim o diâmetro interno do poço.

A coluna de perfuração, durante a descida, em trechos em que ocorrem batentes ou restrições, encontrará dificuldade em passar por estes pontos, no BDP é relatado como topamento (simbolizado pelo dígito 1 na Tabela 3.1, na coluna 2). Por outro lado, durante a retirada da coluna de perfuração nos trechos em ocorram chavetas pode se dar o acunhamento da mesma (simbolizado pelo dígito 2 na Tabela 3.1, na coluna 11), uma dos sintomas é a existência de *drag* elevado ou excessivo.

A trajetória, mais precisamente a inclinação do poço, tem uma relevante influência na limpeza do mesmo, sendo que para ângulos de $45^\circ \pm 15^\circ$ os cascalhos durante o carreamento tendem a escorregar formando leito que obstrui o anular (simbolizado pelo dígito 3, Tabela 3.1, na coluna 9).

A existência de três pontos consecutivos com inclinação maior que 5° para cada 100 pés perfurados pode causar chavetas, e estas por sua vez, causarem dificuldades (acunhamento) na retirada da coluna de perfuração (simbolizado pelo dígito 4, na Tabela 3.1, na coluna 10). A existência de intercalações de formações duras e moles faz com que o poço apresente, em perfil transversal e no *caliper*, pontos em que se verifica uma seqüência de redução e aumento do diâmetro interno.

Tabela 3.1 Diagrama da Classificação Causa-efeito de Dificuldade de Manobra

Parâmetros	Litologia						Tectonismo	Outras Falhas		
	Batente	P. Dife-rencial	Fechamento do Poço				Demoro-namento	Má limpeza	Dog leg severo	Chavetas
			argilas	sal	fm.a.	e.r.				
Vazão (V)	Cte	Cte	↓	↓	↓	↓	↓	↓	Cte	Cte
Pressão (P)	Cte	Cte	↑	↑	↑	↑	↑	↑	Cte	Cte
Torque (T)	↓	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑		Cte
Drag (Drag)	↓	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑		↑↑
Rotação da coluna (RPM)	↑	↑	↓	↓	↓	↓	↓	↓		Cte
Posição da Catarina (Pc)	1	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑		2
Taxa de penetração (ROP)										
Informação Adicional										
Caliper			↓∅	↓∅	↓∅	↓∅	↑∅	Sim	Sim	Sim
Reatividade das Argilas			Sim							
Fluência da formação (sal)				Sim						
Volume de Cascalhos							↑	↓		
Formato de Cascalhos							Lascado			
Permeabilidade da formação		Sim				Sim				
Tipo de fluido			WBM							
Intercalações de rochas duras/moles	Sim									
Desgaste da broca (cod. IADC)					Sim	Não				
Trajectoria								3	4	

LEGENDA		
Cte - Constante	1 - Topamento da coluna de perfuração	argilas - por inchamento de argilas
↓ - Redução	2 - Acunhamento da coluna de perfuração	sal - por fluência de sal
↑ - Aumento; ↑↑ - Aumento excessivo	3 - Inclinação de 45 +/- 15° crítica para limpeza do poço	fm.a - devido a formação abrasiva
↑↓ - Posição da catarina travada	4 - Mais de 3 pontos consecutivos com inclinação superior a 5° por cada 100 pés perfurado pode causar acunhamento	e.r. - por espessamento do reboco
↑∅ - Aumento do diâmetro interno do poço		 Sobe e atinge patamar
↓∅ - Redução do diâmetro interno do poço		WBM - Fluido de perfuração base água
 - Formato das paredes do poço		Sim – Inform. relevante para causa em análise

3.3 Dificuldade de avanço

Dificuldades de Avanço (DA) compreendem todas as anormalidades que ocorrem durante o aumento da profundidade medida no poço e outras a ela associadas. As causas dos problemas que dificultam o avanço estão relacionadas à **litologia** (enceramento da broca, fechamento do poço, formações abrasivas (desgaste dos equipamentos) e formações duras (caracterizadas por uma taxa de perfuração reduzida ou mesmo nula, quando severa)), às **falhas operacionais** e às **vibrações** (*bit bounce, stick slip e whirl*).

A Tabela 3.2 apresenta o comportamento dos parâmetros mecânicos e hidráulicos que auxilia, por associação com as demais informações, na identificação das causas de DA. As vibrações são detectáveis na superfície, através da observação da oscilação dos valores de rotação e do torque para cada tipo de vibração da coluna de perfuração.

O peso sobre a broca também tem uma influência na determinação do tipo de vibração, sendo que o baixo peso sobre a broca favorece a ocorrência do tipo de vibração *bit bounce* e *whirl*. Enquanto que o peso excessivo sobre a broca favorece a ocorrência do tipo de vibração torcional (*stick slip*).

A existência de intercalações de formações duras e moles pode contribuir para existência do fenômeno de vibração da coluna de perfuração. As vibrações são responsáveis pela avaria dos equipamentos e/ou desgaste da broca, em particular, reduzindo assim o tempo de vida útil. Em formações argilosas o peso excessivo sobre a broca pode causar enceramento da mesma.

Tabela 3.2 Diagrama da Classificação Causa-efeito de Dificuldade de Avanço

Parâmetros	Litologia				Vibrações			Outras falhas
	Enc Broca	F. Abrasivas	F. Duras	F. Poço	Bit Bounce	Stick slip	Whirl	Mecânicas/procedimentais
Vazão (V)	↓	-	-	↓	-	-	-	-
Pressão (P)	↑	-	-	↑	-	-	-	-
Torque (T)	↓	↓	-	↑	↓↑↓↑↓	↓↑↓↑↓	↓↑↓↑↓	-
Drag (Drag)	↓	↑	-	↑	↑	↑	↑	-
Rotação da coluna (RPM)	↑	↑	-	↓	↓↑↓↑↓	↓↑↓↑↓	↓↑↓↑↓	-
Taxa de penetração (ROP)	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	nula
Peso sobre a broca (WOB)	Exc.	-	-	-	Baixo peso	Exc. Peso	Baixo peso	-
Informação Adicional								
Caliper	-	↓Ø	-		-	-	-	-
Fm. argilosa (margas/folhelhos)	SIM	-	-		-	-	-	-
Tipo de fluido	WBM	-	-		-	-	-	-
Intercalações de rochas duras/moles	-	-	-		Fav	Fav	Fav	-
Desgaste da broca (cod. IADC)	-	SIM	-		↑	↑	↑	-

LEGENDA	
Cte - Constante	Exc - Excessivo
↓ - Redução	Fav - favorece a ocorrência do tipo de vibração em análise
↑ - Aumento	↓Ø - Redução do diâmetro interno
↓↑↓↑↓ - Oscilações	SIM - informação relevante para causa em análise
WBM - fluido de perfuração base água	

3.4 Prisão

Por prisão entende-se toda perda total ou parcial de movimentos axiais da coluna de perfuração ou da ferramenta de perfilagem a cabo.

Conforme citado em Bradley *et al.* (1991) a empresa petrolífera BP (*British Petroleum*) levou a cabo um estudo sobre prisão em mais de 700 poços perfurados no Golfo do México e Mar do Norte, no período entre 1985 a 1988, onde chegou a conclusão que as principais causas de prisão eram de natureza operacional refletida na inabilidade dos sondadores não saberem ler os sinais ou sintomas emitidos antes da prisão. Por outro lado o mesmo estudo destaca que 40% dos casos de prisão ocorreram durante a parada enquanto que 50% dos outros durante as manobras, e por último, 57% dos casos de prisão ocorreram no intervalo de 4 horas (duas horas antes e depois da mudança de turno).

As condições oceano-meteorológicas, principalmente o *heave*, movimento das ondas caracterizado por subidas e descidas na vertical, quando severo e durante a retirada da coluna, pode causar a prisão desta por acunhamento, isso sucede em poços direcionais.

As anormalidades que constituem causas de prisão já foram descritas em DM e em DA. O agravamento destas leva a perda de movimentos axiais e radiais.

Na Tabela 3.3 apresenta-se o diagrama resumo de causa-efeito por prisão. Na tabela é apresentado o comportamento dos parâmetros mecânicos e hidráulicos (aumento, redução e constante) que, em caso de prisão, auxiliam na determinação das causas da ocorrência desse problema.

Tabela 3.3 Diagrama da classificação Causa-efeito de prisão

Parâmetros	Litologia		Tectonismo	Outras falhas operacionais		
	P. diferencial	Fechamento poço	Desmoronamento	Packoff	Chavetas	Outras
Vazão (V)	-	-	-	-	-	-
Pressão (P)	↑	↑	↑	↑	-	-
Torque (T)	↑	↑	↑	↑	↑	-
Drag (Drag)	↑	↑	↑	↑	↑	-
Rotação da coluna (RPM)	Nula	Nula	Nula	Nula	Nula	Nula
Taxa de penetração (ROP)	Nula	Nula	Nula	Nula	Nula	Nula
Peso sobre a broca (WOB)	-	-	-	-	-	-
Informação Adicional						
Caliper	-	↓ ϕ	↑ ϕ	-	-	-
Parada e comandos (zona permeável)	Sim	-	-	-	-	-
Parada de circulação	-	-	-	Sim	-	-
Tipo de fluido	-	WBM	-	-	-	-
Relatos no BDP (cascalho desmoronado)	-	-	Sim	-	-	-
Trajectoria (poço direcional)	-	-	-	-	Sim	-

LEGENDA	
SIM - Informação sem relevância para causa em análise	↓ ϕ - Redução do diâmetro interno do Poço
↓ - Redução	↑ ϕ - Alargamento do diâmetro interno do Poço
↑ - Aumento	WBM - Fluido de perfuração base água

Ainda na mesma tabela, existe informação adicional que consiste num conjunto de dados ou eventos que em associação com parâmetros mecânicos e hidráulicos, concorrem para determinação do problema pré-classificado por ocorrência como prisão. O agravamento das condições descritas nas tabelas anteriores como os vários tipos de fechamento do poço, o acunhamento em chavetas, a má limpeza (*packoff*) e desmoronamento levam a prisão da coluna de perfuração e do cabo de perfilagem. A Tabela 3.3 é uma síntese das causas de DM e DA, que em condições severas, provocam prisão.

3.5 Perda de circulação

A perda de circulação ocorre quando o fluido de perfuração se perde na formação. Ela pode ser total, ou seja, não há retorno nenhum para superfície, então diz-se que é uma perda de circulação total, ou quando houver retorno de uma quantidade à superfície diz-se que é uma perda de circulação parcial.

A consequência da perda de circulação total é a queda do nível de fluido no anular, levando com que a pressão hidrostática em todos os pontos também caia e um *kick* esteja na eminência de ocorrer. A perda de circulação ocorre devido à alta permeabilidade que é encontrada na formação, esta pode ser pelo fato de inconsolidação da formação, existência de falha, fraturas naturais, espaços cavernosos, ou ainda uma anormalidade na perfuração, por exemplo, elevado peso de fluido, podendo causar uma fratura e por conseguinte abrir canais preferenciais para perda do fluido.

Na Figura 3.1 apresenta-se, de forma resumida, as causas da perda de circulação.

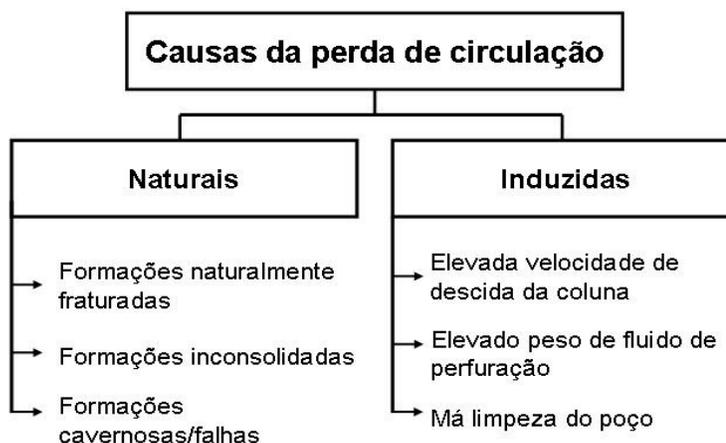


Figura 3.1 Resumo de causas de perda de circulação.

Durante a perfuração, a não detecção, em tempo hábil de zonas de pressões anormalmente altas e com peso de fluido não adequado podem resultar em um *kick* quando encontrada uma formação permeável.

3.6 Kick e blowout

O *kick* é o influxo indesejado de fluidos como gás, água ou óleo da formação para dentro do poço. Quando este movimento de fluidos para o poço for de maneira descontrolada e atingir a superfície chama-se *blowout*. O *blowout* é um fenômeno indesejável, pois pode provocar danos severos como perdas de vidas humanas, equipamentos ou sonda completa, danos no reservatório, ao meio ambiente e até mesmo denegrir a imagem da companhia operadora.

Sendo mais comuns durante a perfuração, os *blowouts*, entretanto podem também ocorrer durante a vida produtiva do poço (Santos, 2006).

As causas de *kicks* segundo Oliveira *et. al.* (1988) são:

- Falta de ataque ao poço;
- Pistoneio;
- Perda de circulação;
- Pressões anormais e peso de lama insuficiente;
- Gás nos cascalhos perfurados;
- Cimentação inadequada.

A seguir, definir-se-ão as anormalidades apontadas como causa de *kicks*:

Falta de ataque ao poço – este fenômeno ocorre durante a realização das manobras em que o poço não é mantido cheio. Em cada retirada de 3 a 5 seções de tubos ou a cada retirada de uma seção de comandos, o poço deve ser abastecido com quantidade de fluido equivalente a quantidade de aço retirado. Normalmente usa-se o tanque de manobra para suprir este fluido durante as manobras. A falta deste ataque provoca um desbalanceio no poço, em que a pressão no interior passa a ser inferior, originando o influxo da formação para poço.

Pistoneio – ocorre quando da retirada da coluna de perfuração o contato desta com a parede do poço provoca um fenômeno igual à ação de pistão-cilindro, em que o fluido de perfuração tende a acompanhar a subida dos tubos causando uma perda de carga. Esse fenômeno designa-se de pistoneio hidráulico. Sucede também que o pistoneio pode ser mecânico, quando se faz a remoção do fluido a partir de um determinado trecho do poço, devido ao enceramento da BHA ou da broca.

Gás nos cascalhos – quando se perfura uma formação que contém gás, à medida que os cascalhos vão ascendendo pelo anular, liberam gás e com a redução da pressão, o gás vai se expandindo e penetra no fluido de perfuração, provocando uma redução da hidrostática. Isso pode propiciar a ocorrência de um *kick*.

Cimentação deficiente – este fenômeno ocorre quando no começo da pega do cimento cria-se uma estrutura auto-sustentável que faz com que a hidrostática da pasta seja a hidrostática da água da mistura, isso cria a possibilidade de haver permeabilidade relativamente ao gás, podendo originar um *kick* (Oliveira *et al.*, 1988).

3.7 Falha de equipamentos da BHA

Os equipamentos de acompanhamento, em tempo real, da perfuração, como PWD, LWD e MWD, são sensíveis a vibrações e choques que podem ocorrer durante a perfuração, e em formações abrasivas o contato entre BHA e parede do poço provocado pelas vibrações leva ao desgaste dos estabilizadores (Leine *et al.*, 2001).

No decurso da perfuração, dando seqüência a fases, faz-se mudança da broca e na descida geralmente se corta o cimento antes de prosseguir. Esta operação de corte cimento é crítica, pois ocorrem geralmente choques ou vibrações que danificam os equipamentos.

3.8 Falha de trajetória do poço

A trajetória dos poços depende da profundidade e distância a que se encontram os reservatórios, podendo ser de baixo de uma montanha, em áreas inóspitas, em reservas naturais e de proteção ambiental, zonas urbanas, etc. Os projetos tornam-se mais complexos,

principalmente, quando se faz necessário a perfuração de poços de longo afastamento e alta inclinação com o objetivo de se maximizar a recuperação do petróleo.

A existência de uma falha na trajetória é mais evidente nos poços direcionais onde há muito contato entre a coluna de perfuração e a parede do poço produzindo arrastes e torques excessivos, e, na parede de poço, onde pode criar sulcos, provocar desmoraamentos, má limpeza e prisões de coluna. Essa fricção entre a coluna de perfuração e parede de poço pode ser a causa de elevado desgaste dos equipamentos da BHA.

Ainda sobre poços direcionais, Rocha *et al.* (2006) apresentam os fatores que afetam a trajetória como sendo:

- A profundidade total do poço e afastamento;
- As limitações de torque e arraste;
- A limpeza de poço e pressões no fundo do poço;
- A presença de formações rasas e inconsolidadas que dificultam o ganho de ângulo, resultando no aprofundamento do *Kick of Point* (KOP);
- Os aspectos geológicos, como direção, mergulho das formações e presença de descontinuidades (falhas, fissuras e espaços cavernosos);
- A presença de formações instáveis que pode restringir a inclinação do poço;
- Os requisitos de reservatório, como profundidade de entrada, formato e direção do objetivo;
- A existência de reservatórios cujas seqüências de camadas podem requerer poços inclinados em vez de horizontais;
- As operações futuras a serem efetuadas no poço, como fraturamento hidráulico, *gravel packing*, etc.;

- A impossibilidade de fazer o peso dos comandos e dos tubos pesados chegar à broca em função da complexidade da trajetória.

Os mesmos fatores são apontados por Boualleg *et al.* (2006) em que afirmam que o desvio da trajetória do poço é influenciada pela configuração da BHA, a geometria (curvatura e inclinação) do poço, o peso sobre a broca e as anisotropias das formações perfuradas.

A falha de trajetória geralmente ocorre em formações moles ou plásticas (folhelhos e/ou margas) ou ainda formações inconsolidadas. A existência de intercalações de formações moles e duras bem como o mergulho das litologias favorece o desvio da trajetória.

Capítulo 4

Consolidação das causas dos problemas de perfuração de poços

As causas dos problemas em perfuração são várias podendo ser devido a certas litologias, tectonismo, vibrações e falhas operacionais. Neste capítulo será feita uma descrição/caracterização de cada causa dos problemas.

4.1 Batentes

Quando se perfura um poço em que haja uma intercalação de formações duras e moles de reduzida espessura, o diâmetro interno do poço vai sofrendo variações caracterizando-se por aumentos dos diâmetros nos trechos de formação mole, devido a sua maior erosão/perfurabilidade, e manutenção do diâmetro em formações duras. Estas irregularidades no diâmetro impedem ou dificultam a descida de equipamentos como colunas de perfuração, colunas de revestimento e eventualmente os equipamentos de perfilagem e testemunhagem (Tavares, 2006). Num campo em que haja intercalações de folhelhos ou margas com formações duras como arenitos consolidados, calcarenito e carbonatos duros, há maior probabilidade de ocorrerem batentes. Durante a descida dos equipamentos no poço, nestes pontos, dá-se topamentos impedindo-os de prosseguir até a profundidade desejada, ou ainda, durante a retirada da coluna, nestes pontos, pode se dar o acunhamento da coluna dificultando a manobra.

A Figura 4.1, ilustra um corte transversal de um poço e nele, ao longo da sua extensão, podemos ver uma intercalação de formações duras (arenito, simbolizado pela cor cinza escuro) e moles (folhelhos, simbolizado pela cor verde com traços). As lentes duras não apresentam o mesmo gabarito que as moles resultando nesta configuração em forma de serra.

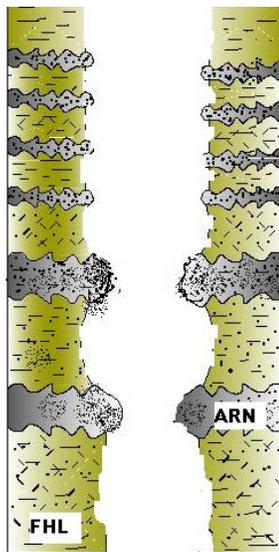


Figura 4.1 Corte transversal poço ilustrando batentes de arenito

4.2 Prisão por diferencial de pressão

A prisão por diferencial de pressão é um fenômeno no qual a coluna de perfuração perde os movimentos axiais e radiais. Isto ocorre geralmente quando existe uma parada (para manobras e/ou conexões) e os comandos se encontram em frente a formações permeáveis, principalmente em arenitos em que se forma um reboco nas paredes do poço devido à filtração do fluido de perfuração e originando a deposição de sólidos deste. A diferença de pressão gerada nesse trecho com reboco exerce um efeito de sucção dos comandos contra si. Salienta-se que a circulação se mantém a despeito da coluna se encontrar presa. Em poços direcionais existe uma maior susceptibilidade na ocorrência desta anormalidade, visto que o contato entre as paredes do poço e a coluna de perfuração (mais especificamente a BHA) é maior (Cardoso Junior, 1992).

Esta situação vem normalmente relatada no boletim de perfuração no qual apresenta a perda dos movimentos axiais e ou radiais da coluna, ou ainda ameaça da perda dos mesmos. Um dos sintomas dá-se durante a reciprocação (movimentação para cima e para baixo e nas laterais) da coluna, ocorrendo um efeito de pistão caracterizado por um repentino aumento de arraste.

Em poços direcionais, a coluna está mais susceptível à ocorrência desse tipo de problema devido ao contato do BHA com a parede do poço. A Figura 4.2 ilustra uma situação de prisão por diferencial de pressão em que a coluna é succionada contra a parede do poço no intervalo permeável.

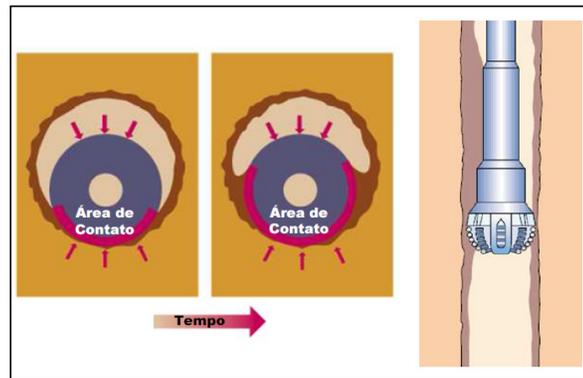


Figura 4.2 Prisão de coluna de perfuração (Aldred *et al.*, 1999)

4.3 Fechamento do poço

Durante a perfuração de poços, quando são atravessadas litologias, por exemplo, o sal, pode ocorrer à redução do diâmetro interno do poço provocado pela fluência deste, que chega, por vezes a reduzir parcial ou totalmente o poço. Nesta seção falar-se-á dos vários tipos de fechamentos de poços. Fechamento por inchamento de argila, fechamento por fluência, fechamento por abrasividade do arenito e fechamento do poço por espessamento de reboco.

O fechamento de poço por inchamento de argila dá-se quando se atravessam litologias contendo argilas (folhelhos e/ou margas) e o fluido de perfuração utilizado é de base água, isso provoca absorção da fase aquosa, causando uma redução do diâmetro interno do poço (mais detalhado no Capítulo 2 - Perfuração em folhelhos e margas).

O fechamento do poço por fluência de sal ocorre na perfuração de determinados tipos de sais que com o tempo apresentam um comportamento, que se caracteriza pelo movimento da

formação de maneira a fechar o espaço aberto nesta (ver perfuração em formações salinas, Capítulo 2).

O fechamento do poço por abrasividade do arenito ocorre quando se perfuram as rochas abrasivas. A broca sofre um desgaste tal que o poço perde o gabarito, caracterizando-se pela redução gradual do diâmetro interno do poço (ver perfuração em formações abrasivas, Capítulo 2).

O fechamento por espessamento de reboco ocorre em formações permeáveis como arenito, em que os sólidos contidos no fluido de perfuração formam um reboco, de tal maneira que acaba reduzindo o diâmetro interno do poço. Este fenômeno pode ser rapidamente perceptível, pois nestas condições a resistência é facilmente ultrapassada, mediante um movimento da coluna. No *caliper*, observa-se que existe um trecho de arenito que apresenta fechamento. Este fechamento é justamente devido ao espessamento do reboco.

4.4 Desmoronamento das paredes do poço

Desmoronamento é um fenômeno pelo qual as paredes internas do poço desagregam pela ação mecânica da coluna de perfuração, pela existência de pouca coesão na formação em que a perfuração altera o estado de tensões provocando o desprendimento de blocos rochosos. O mesmo fenômeno pode suceder em formações em que haja sua dissolução. A pressão no interior do poço não é suficiente para sustentar a pressão da formação. O material desprendido cai para dentro do poço podendo causar problemas de limpeza. Esta situação pode também ocorrer quando se perfura as formações inconsolidadas e formações naturalmente fraturadas, em que não há pressão suficiente no interior do poço para sustentar a pressão da formação, esse fenômeno causa um desprendimento das paredes. O cascalho desmoronado se diferencia do normal por apresentar formato pontiagudo e arestas angulares, evidenciando a ausência de impacto ou movimento da broca. A ação mecânica da coluna é caracterizada por movimentos axiais e radiais, e por vezes, por vibrações, e estas, em formações instáveis induzem ao desprendimento de alguns blocos das paredes do poço.

Quando se perfura em folhelhos ou margas usando fluido base água, geralmente os trechos com fechamento acabam por desmoronar (ver perfuração folhelhos e margas Capítulo 2). Se a hidráulica do poço não for eficiente, os desmoronamentos podem causar o acúmulo de cascalhos no fundo poço (*packer* hidráulico). O acúmulo de cascalho no anular, quando severo, chega mesmo a prender a coluna de perfuração.

O desmoronamento é relatado no boletim diário de perfuração pela observação que é feita do tipo de cascalhos nas peneiras. A presença de maior quantidade de cascalhos vai aumentar a pressão no anular podendo também provocar maiores esforços na retirada da coluna (Tavares, 2006).

A Figura 4.3 ilustra uma situação de desmoronamento fazendo com que o cascalho se acumule no fundo do poço.

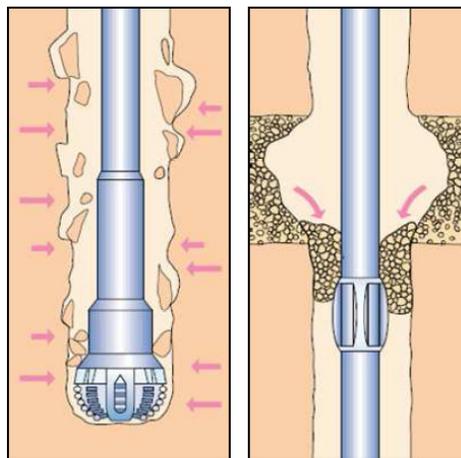


Figura 4.3 Ilustração de paredes do poço desmoronadas (Aldred *et al.*, 1999).

4.5 Má limpeza do poço ou *packer* hidráulico

A má limpeza é também referida na literatura como *packer* hidráulico ou *Packoff*. Os autores Tavares (2006) e Rabelo (2008) a definem como o acúmulo de cascalho no anular por incapacidade do fluido carregá-los até a superfície. Existem vários fatores que contribuem para este fenômeno, tais como: a hidráulica deficiente, excessiva taxa de perfuração comparando com a taxa de remoção, desmoronamentos das paredes de poço e em trechos em que haja alargamentos há uma redução da velocidade devido ao aumento da seção. A redução da velocidade pode provocar o acúmulo de cascalhos naquele trecho. O mesmo sucede em poços direcionais e horizontais com elevada inclinação e uma distribuição não uniforme do cascalho, formando um leito no anular do poço, como mostrado na Figura 4.4.

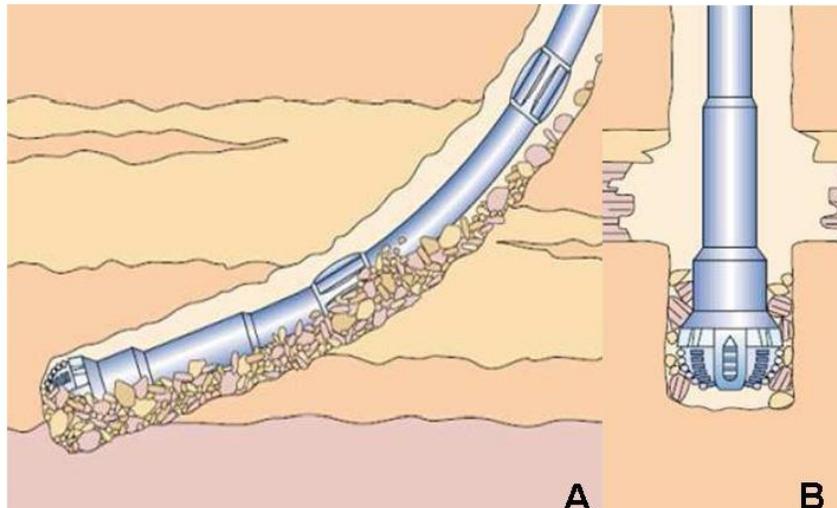


Figura 4.4 Ilustração de má limpeza (adaptação Aldred *et al.*, 1999)

Nesta figura está representado esquematicamente o problema de má limpeza que ocorrem nos poços. Na parte A tem-se a formação de leito de cascalho muito comum em poços direcionais, e na parte B da figura, o trecho a montante, apresenta-se desmoronado com os respectivos cascalhos acumulados em volta da BHA, mais precisamente em redor da broca.

Todos estes eventos relatados são identificados através do monitoramento das pressões no anular e da força de arrasto, principalmente, depois das conexões, paradas de bombas, etc. Outro fenômeno que causa uma mudança nas pressões do anular é a quebra da força gel na retomada da circulação (Kern *et al.*, 2006).

A interpretação de dados PWD podem fornecer as seguintes informações (Gandelman *et al.*, 2006):

- Formação de leito evidenciado pelo aumento significativo na pressão de fundo durante perfuração rotativa;
- Empacotamento de cascalho no trecho da BHA direcional, identificado pelo aumento brusco na pressão anular durante o repasse;
- Ocorrência de um *kick* evidenciada na diminuição inesperada no valor da pressão medida.

A pressão hidrostática pode aumentar se o teor de sólidos do fluido for muito alto. O valor do teor de sólidos deve ser mantido no mínimo possível, pois dele dependem as propriedades do fluido como densidade, viscosidade e forças géis. Um crescimento deste, por sua vez, provocará um aumento da probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura da formação, devido ao incremento das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração.

Em poços com alta temperatura, o fluido tende a expandir e a resistência do revestimento ou parede do poço induz ao aumento da pressão (Pattillo *et al.*, 2006). Os mesmos autores acrescentam que o aumento da pressão devido à elevada temperatura é função das propriedades mecânicas e térmicas do fluido contido no anular e da flexibilidade das paredes que o confinam.

Um dos importantes sintomas de má limpeza é a alteração da pressão no anular, daí ser fundamental o estudo das causas das elevadas pressões, que se possam fazer sentir no anular. Na Figura 4.5, apresenta-se um quadro-resumo das possíveis causas de pressões elevadas no anular.

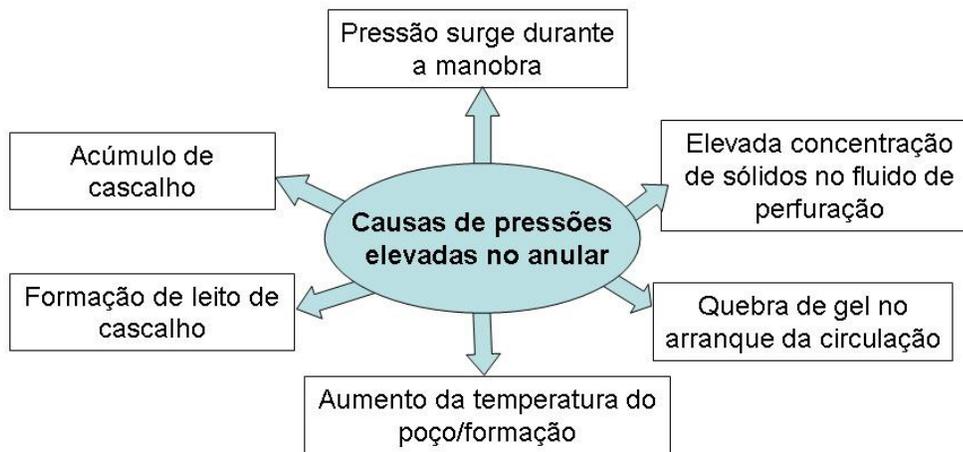


Figura 4.5 Quadro resumo de causas de pressões no anular de um poço de petróleo

A má limpeza é um problema que afeta muitos poços que atravessam formações (argilosas e hidratáveis, de arenito inconsolidados ou fraturados), podendo em casos severos, causar prisões de coluna visto que são formações com propensão a desmoronar-se aumentando o volume de cascalho que tem que ser carreado para superfície.

4.6 Chavetas e *Doglegs* Severos

Designam-se chavetas as cavidades que são abertas devido ao atrito entre a coluna de perfuração e a formação, como está ilustrado na Figura 4.6. Assim sendo, as chavetas ocorrem normalmente em trechos de poço com o ganho de ângulo superior a 5°/100 ft, visto que a partir da profundidade desta ocorrência, os esforços verificados são mais elevados. Pode também ser observado na Figura 4.6 que a coluna de perfuração em contato com parede do poço origina cavidades denominadas chavetas representadas por linhas circulares e tracejadas.

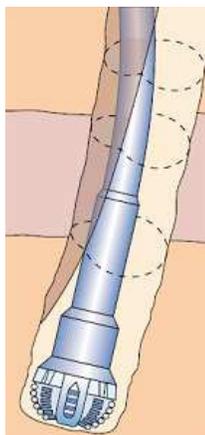


Figura 4.6 Ilustração da formação de chavetas (Aldred *et al.*, 1999)

Diz-se que o *dogleg* é severo quando o ganho de ângulo é superior a 5° por cada 100 pés perfurados. Em trechos em que a formação não seja muito coerente ou que o atrito seja elevado, gera-se um sulco que causa dificuldades à passagem da BHA, principalmente os comandos e estabilizadores. Nestes pontos, durante a retirada da coluna, pode se registrar um acunhamento ou mesmo chegar a causar prisão da mesma. Os sintomas são uma excessiva tração, para o acunhamento e ausência total de movimentos (prisão de coluna). Estas ocorrências são muito freqüentes em poços direcionais (Cardoso Jr, 1992).

4.7 Enceramento da BHA e da broca

O enceramento da BHA e da broca é caracterizado pela aderência parcial ou total de material argiloso, cobrindo os componentes como, estabilizadores e os cones da broca. Este fato resulta do baixo volume de circulação do fluido e das propriedades da formação, sendo freqüente em formações como folhelhos e margas, onde a argilosidade é elevada. Diante de um excessivo peso sobre a broca e deficiente vazão, quando usado fluido de base água, pode ocorrer também o enceramento da broca. Além disso, pode ocorrer um desmoronamento a montante do trecho perfurado e o material argiloso se acumula no fundo do poço acabando por provocar o enceramento da BHA. Com a broca totalmente encerada, os jatos ficam entupidos e se registra uma queda da transmissão dos sinais, através do fluido, à superfície. A Figura 4.7 ilustra uma

broca totalmente encerrada em que até os jatos encontram-se obstruídos pela formação argilosa que colou o corpo inteiro da broca.



Figura 4.7 Broca encerrada

O encerramento da broca pode causar aumento de pressão no fluido, e por sua vez, causar fratura da formação, seguida da perda de circulação. Para solucionar ou evitar esta anormalidade devem ser usados fluidos de perfuração leves (*lightweight*) e de baixa viscosidade, e nestes trechos é recomendável repasses e reciprocção da coluna para remoção de cascalhos eventualmente aprisionados à broca (Short, 1983).

4.8 Entupimento da linha de retorno (*flowline*) de fluido de perfuração.

Quando se perfura formações argilosas (margas e folhelhos) podem ocorrer problemas na superfície da sonda, nas linhas de retorno do fluido de perfuração (*flowline*), no *gumbo box* e até mesmo nas peneiras.

O fluido retorna pelo anular, passando pelo *riser*. Antes da cabeça do poço, o fluxo é encaminhado para as peneiras através da linha de retorno do fluido (*flowline*). Antes das peneiras, encontra uma caixa aberta chamada *gumbo box*, onde estão instalados os sensores de peso e temperatura da lama de retorno. A função da *gumbo box* é receber todo fluido carregando cascalho e lançando-o para as peneiras de maneira uniforme (ver Figura 4.8). Nas peneiras se faz separação de cascalho do fluido. O *gumbo box* geralmente é o primeiro ponto onde se pode acessar o fluido que está retornando do poço. No caso de entupimento da linha de retorno ou das peneiras, a perfuração tem que ser interrompida. O entupimento das linhas de retorno acontece com maior recorrência quando se perfuram formações argilosas.

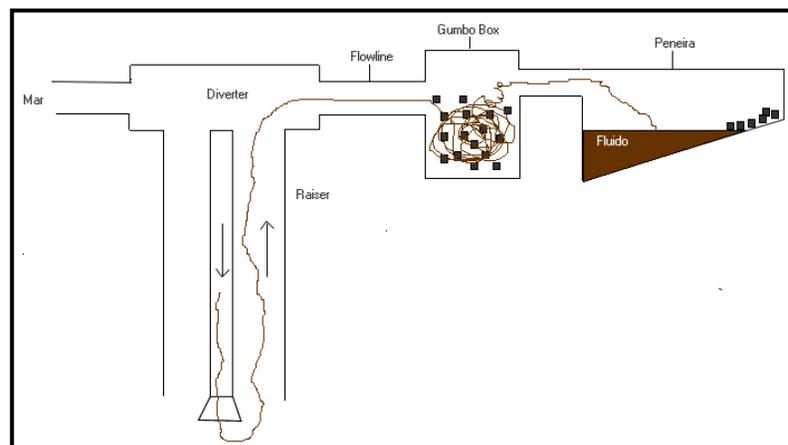


Figura 4.8 Esquema de circulação de fluido

4.9 Vibrações e choques

Durante a perfuração de um poço de petróleo, a ação da broca sobre as formações, resulta em vibrações da coluna e da própria broca. Estas vibrações são inevitáveis e existe uma intensidade admissível. Quando severas podem causar diversos danos aos equipamentos tais como: falha da coluna de perfuração; falhas na BHA (broca, nos estabilizadores, juntas, ferramentas MWD (detecção deficiente do sinal do MWD), etc.); desvio da trajetória do poço; alargamento do poço e movimentação do *top drive* ou da mesa rotativa.

Os principais tipos de vibração da coluna são *slip-stick*, *whirl* e *bit bounce*, sendo as duas primeiras as mais referenciadas (Abbassian *et al.*, 1998).

Bit Bounce são vibrações axiais que induzem na broca um movimento intermitente entre o contato e a perda de contato com a formação (a broca “quica” no fundo).

Na vibração do tipo torsional (*slip-stick*), a broca pára de girar por alguns instantes. A energia então acumulada durante a parada é depois liberada acelerando o BHA. São as oscilações torsionais que induzem torques friccionais não lineares entre a broca e a formação.

A Figura 4.9 ilustra os três tipos de vibrações sofridos pela coluna durante a perfuração de um poço. Estas vibrações são responsáveis por danos severos nos equipamentos e componentes.

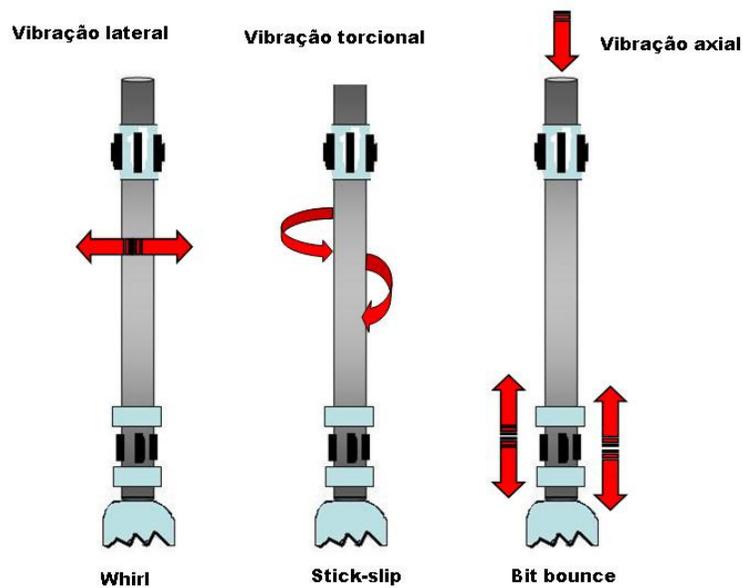


Figura 4.9 Ilustração dos tipos de vibrações da coluna de perfuração

Os sintomas de vibrações podem ser verificados à superfície (na sonda) através das flutuações de valores de rotação da coluna de perfuração e do torque da mesma. As vibrações severas são consideradas causas de dificuldade de avanço, pois quando ocorrem se registra baixa ou nula taxa de perfuração, além de provocar danos nos equipamentos, que por sua vez, vai requerer manobras para trocá-los elevando os Tempos Não Produtivos.

Capítulo 5

Metodologia para o diagnóstico de problemas de perfuração

Com o conhecimento das unidades anteriores e destacando os diagramas causa-efeito dos problemas, elaboraram-se procedimentos diagnósticos para se determinar, por associação dos sintomas e outras informações relevantes, as causas dos problemas de perfuração. Assim se poderá, nesta pós-análise, identificar o tipo de problema por cada pré-classificação relatada num boletim diário de perfuração ou em qualquer base de dados onde haja registro de eventos ocorridos durante a perfuração.

5.1 Preparação preliminar da informação

Todos os dados dos trechos dos Boletins Diários de Perfuração (BDP) usados neste trabalho foram pré-classificados por ocorrências pela empresa Genesis do Brasil. A pré-classificação foi feita manualmente mediante a leitura dos eventos ocorridos e relatados pelo sondador em cada trecho do BDP. Assim, para todas as restrições ou as anormalidades ocorridas durante a descida ou a retirada da coluna de perfuração foram pré-classificadas por dificuldade de manobra (DM). Igual pré-classificação se deu as anormalidades registradas durante a descida de colunas de revestimentos. Esta classificação também se estendeu aos eventos posteriores que se apresentassem como consequência da anormalidade assinalada, por exemplo, perfurando uma seqüência intercalada de calcilutitos, margas, arenitos e folhelhos, é relatado o seguinte: “descendo a coluna com barrilete de testemunhagem, coluna topando a 2726 metros (duração 30 minutos)”, o evento a seguir, é descrito como “conectando o Kelly e repassando para eliminar as

restrições (duração 1 hora)”. Estes eventos todos são pré-classificados de dificuldade de manobra. Este procedimento foi adotado para todos os poços analisados.

A pré-classificação de dificuldade de avanço (DA) é assinalada nos trechos do BDP em que estejam reportadas anormalidades quando a coluna de perfuração se encontra no poço perfurando. O procedimento baseia-se na leitura atenta dos eventos relatados BDP e, sobretudo a verificação da profundidade medida ou da taxa de penetração no trecho em análise. Normalmente, o BDP contém informações que auxiliam a interpretação, como por exemplo, “perfurando, orientando com dificuldade de avanço, ou sem êxito de avanço”.

A pré-classificação de DA se estende aos eventos posteriores que se apresentem como conseqüência da anormalidade, e quando verificado que não houve avanço ou a taxa de penetração tenha sido reduzida comparando com as dos trechos imediatamente anteriores. Por exemplo, perfurando uma seqüência intercalada de margas e folhelhos, é reportado o seguinte: “Bombeando 50 bbl de colchão para desenceramento da broca e trabalhando com rotação da coluna (duração 2 horas)”. Nos trechos imediatamente a seguir é relatado que “tentando desencerar broca sem sucesso (duração 1 hora)”. E por fim, “Reparando a bomba de lama, (duração 3 horas)”. Com este exemplo pode-se verificar que a dificuldade de avanço deveu-se ao enceramento da broca. O procedimento foi adotado para todos os poços analisados.

A pré-classificação das anormalidades como prisão de coluna (PC) foi efetuada da seguinte forma: primeiro, fez-se uma leitura dos eventos reportados no BDP identificando os trechos onde é assinalada a perda parcial ou total de movimentos axiais e/ou radiais da coluna de perfuração ou da ferramenta de perfilagem; segundo, estes trechos todos são pré-classificados como Prisão de Coluna (PC) bem como as atividades posteriores conseqüentes da anormalidade assinalada naquela profundidade medida. Por exemplo, depois de perfurada a fase 8 ½”, iniciou-se a perfilagem a cabo, e no BDP, a profundidade medida de 3210 metros (litologia: arenito), é reportado o seguinte: “Preparando para pescar ferramenta da Schlumberger que ficou presa após término do último pré-teste do RFT a 3071 metros, no topo do reservatório (duração 6 horas)”, a seguir é reportado que “Descendo coluna de HW + DP, com *overshot* da Schlumberger para pescar ferramenta de perfilagem, é uma operação demorada por ter que passar o cabo da

Schlumberger por dentro de cada seção descida (duração 10 horas)”. Este caso consumiu um total de 135 horas em atividades de pescaria. A pescaria é apenas uma consequência da prisão, logo a pré-classificação é prisão. Este procedimento foi feito para todos os poços analisados em que tenham sido identificados prisões de coluna e de cabos de perfilagem, ou mesmo coluna de revestimento durante a descida para assentamento.

5.2 Dificuldade de manobra

A dificuldade de manobra é identificada no boletim diário de perfuração, quando for relatada alguma ocorrência anormal durante as manobras, por exemplo, descida ou retirada de coluna, descida de revestimento, manobra curta, etc.

A seguir é apresentado um passo a passo para a identificação das possíveis causas de dificuldade de manobra.

- 1) Identificar o tipo do poço: vertical, direcional ou horizontal (ver Anexo 1);
- 2) Verificar se a classificação do tipo de ocorrência está correta; se houve erro na classificação, corrigir o tipo de ocorrência. Apenas os casos de DM serão analisados nesta etapa do processo. Se não se encontrar nenhum relato de situação anômala, concluir a verificação reportando não ocorrência do problema;
- 3) Analisar cada trecho do boletim de perfuração para identificar a duração do evento, a profundidade medida e a coerência dos registros;
- 4) Se forem detectados relatos de problemas relacionados à DM, elaborar um conjunto de hipóteses prováveis e mencionar as hipóteses descartadas (por exemplo, doglegs severos e chavetas normalmente não ocorrem em poços verticais);
- 5) **Dogleg severo e chavetas:** podem ocorrer em trechos de poços com ganho de ângulo superior a 5°/100 ft e normalmente apresenta esforços elevados a partir da profundidade de sua ocorrência. Para sua detecção, analisa-se a trajetória do poço.

Além de dogleg severo, se ocorrer a chaveta, consegue-se notar este problema pelo acunhamento durante a retirada da coluna.

- 6) **Batente:** se houver relatos de topamento da coluna na descida de BHA, então deve ser verificado os dados do caliper (redução do diâmetro do poço no trecho) bem como a litologia para ver se existe intercalações de formações moles e duras. Se estas condições existirem, pode-se concluir que o topamento deveu-se a um batente (especificar o tipo de litologia, por exemplo, arenito ou calcilito).
- 7) **Prisão por diferencial de pressão:** as formações permeáveis são suscetíveis de provocar prisão por diferencial de pressão, ter atenção a profundidade, pois prisão pode ocorrer durante a conexão ou desconexão do tubo, quando BHA (trecho onde existem comandos até a broca) estiver em frente a esta formação e a massa específica do fluido for maior (>1 lb/gal) que a pressão de poros. Usa-se a equação a seguir para comparar a massa específica do fluido (nos BDP esta grandeza vem referida como peso do fluido) com a pressão de poros.

$$P(\text{psi}) = 0,17 * \gamma(\text{lb / gal}) * D(\text{m})$$

Onde P é a pressão em psi, γ a massa específica do fluido em lb/gal e D a profundidade em metros (m).

- 8) **Fechamento do poço por inchamento de argila:** ocorre quando certos tipos de argilas (caolinita, montmorilonita, illita e esmectita; a esmectita sódica é a mais problemática devido aos elevados níveis de inchamento) contidos em folhelhos ou margas incham quando reagem com água do fluido de perfuração reduzindo o diâmetro interno do poço. Para detecção desta anormalidade, deve-se verificar se o caliper indica trechos com redução de diâmetro maior que média do poço (se o diâmetro do poço ficou reduzido para um valor menor que o diâmetro da broca, isto por si só caracteriza fechamento), a litologia ou é folhelho ou é marga; e o fluido de perfuração usado é base água.
- 9) **Fechamento do poço por fluência de sal:** pode ocorrer quando se perfura formações salinas cujo comportamento de fluência reduz parcial ou totalmente o diâmetro do poço. Para o diagnóstico do problema, o caliper deve indicar redução de diâmetro e portanto, a litologia deve ser de formação salina. Os cloretos que

contêm água como bischofita, carnalita e taquidrita (maior taxa de mobilidade) são os mais problemáticos. Enquanto que os carbonatos e sulfatos são essencialmente imóveis (Falcão *et al.*, 2007).

- 10) **Fechamento do poço por desgaste da broca em formações abrasivas:** perda de gabarito lateral (diâmetro da broca);
- 11) **Má limpeza (*packoff*):** pode ocorrer no trecho de poço cuja inclinação é de $45^\circ \pm 15^\circ$ (a faixa de $\pm 15^\circ$ está em estudo, pode-se concluir no futuro que é maior ou menor). Esta é uma primeira suposição. Esta informação normalmente é relatada como aumento de cascalho na peneira quando se circula para limpeza no boletim diário de perfuração.
- 12) **Desmoronamento:** detecta-se pelo caliper em que aparecem trechos alargados (podendo ser litologias como folhelhos ou margas, e eventualmente outras formações naturalmente fraturadas), e é relatada no BDP. A necessidade de circular para limpeza e/ou packer hidráulico e o aumento de volume de cascalhos nas peneiras (cascalho com formato alongado, lascado e sem efeito da ação mecânica da broca). Muitas vezes a redução do diâmetro interno por inchamento de argilas, nos folhelhos ou margas é seguido de um desmoronamento, pois o material inchado é instável e pouco coeso, logo muito facilmente se desprende caindo para o fundo do poço.

5.3 Dificuldade de avanço

A dificuldade de avanço é identificada no boletim diário de perfuração, quando for relatada alguma ocorrência anormal durante a perfuração.

A seguir é apresentado um passo a passo para a identificação das possíveis causas de dificuldade de avanço.

- 1) Identificar o tipo do poço: vertical, direcional ou horizontal (ver Anexo 1);
- 2) Verificar se a classificação do tipo de ocorrência está correta; se houver erro na classificação corrigir o tipo de ocorrência. Apenas os casos de DA serão analisados

nesta etapa do processo. Se não se encontrar nenhum relato de situação anômala, concluir a verificação reportando não ocorrência do problema;

- 3) Analisar cada trecho do boletim de perfuração para identificar a duração do evento, a profundidade medida e a coerência dos registros;
- 4) Se forem detectados relatos de problemas relacionados à DA, elaborar um conjunto de hipóteses prováveis e mencionar as hipóteses descartadas (por exemplo, o enceramento da broca não ocorre em rochas abrasivas);
- 5) **Enceramento da broca:** geralmente, esta situação vem relatada no boletim de perfuração e pode ocorrer em formações argilosas (folhelhos ou margas), quando é usado o fluido base água, quando existe um elevado peso sobre a broca e deficiente hidráulica da broca. Evidências: 1. A taxa de penetração e torque ficam mais reduzidos do que o esperado para uma determinada formação e com tendência a decair cada vez mais no tempo. 2. Registra-se um aumento da pressão de bombeio não associado ao aumento da vazão e a rotação da coluna aumenta. O arraste vai diminuir ao longo do tempo.
- 6) **Formação abrasiva ou abrasividade:** geralmente esta informação vem relatada no boletim de perfuração e código de desgaste da broca. Ocorre em formações cujo tamanho dos grãos dos seus constituintes são grandes e diferenciados, levando a maiores graus de desgaste (efeito de uma lixa, por comparação). Estas rochas são geralmente, areníticas, calcareníticas e quartzitos. Evidências: 1. Baixa taxa de perfuração e baixo torque. 2. Elevada rotação da coluna e elevado arraste. O perfil do *caliper* indica uma redução do diâmetro interno do poço.
- 7) **Formação dura ou dureza:** as formações duras apresentam uma dificuldade elevada no aumento da profundidade medida e baixa taxa de perfuração. As rochas podem ser alguns calcários consolidados ou dolomitas ou outras rochas. A dureza é tão alta que pode provocar vibrações da coluna e/ou da broca.
- 8) **Falhas/troca de equipamento:** esta seção agrega todas as anormalidades relacionadas com a avaria e substituição de fermentadas de fundo (BHA) e de superfície (por exemplo, *top drive*). Assim, o principal parâmetro é a ausência de aumento de profundidade medida (ROP = 0 m/h).

- 9) **Outras Falhas Operacionais:** engloba todas as anormalidades que não enquadram nas acima descritas.
- 10) **Vibrações/bit bounce:** são vibrações axiais que induzem na broca uma série de movimentos intermitentes caracterizados por contato e perda de contato com a formação (a broca “quica” no fundo do poço). Evidências: há registro de flutuação dos valores de torque e rotação da coluna, o arraste aumenta, a taxa de penetração vai diminuindo. O peso sobre a broca é baixo, perfil de *caliper* (o diâmetro interno do poço pode aumentar). Estes tipos de vibrações geralmente ocorrem em poços verticais. A intercalação de rochas duras e moles favorece a ocorrência de vibrações.
- 11) **Vibrações/stick slip:** a broca apresenta movimentos cíclicos (paradas e giros) em intervalos de tempo muito curtos. Durante a parada, a energia acumulada é liberada acelerando o BHA. Estas oscilações torsionais induzem os torques friccionais não lineares entre a broca e a formação. Evidências, registram-se flutuações dos valores de torque e rotação da coluna, o arraste aumenta, a taxa de penetração decresce, o peso sobre a broca é excessivo. Perfil do *caliper* (pode mostrar um aumento do diâmetro interno do poço), a existência de intercalações rochas moles e duras pode favorecer as vibrações, este tipo de vibrações tende a ocorrer mais em poços direcionais. As brocas PDC tendem a apresentar mais este tipo de vibrações.
- 12) **Vibrações/whirl:** são movimentos de giros da coluna e da broca, ocorre quando a broca gira fora do eixo vertical. Este giro da broca tem duas formas identificadas, a *forward whirl* (vibrações para frente) e *backward whirl* (vibração para atrás), provocando vibrações laterais e torsionais. Evidências, registra-se flutuações dos valores de torque e rotação da coluna, o arraste aumenta, a taxa de penetração decresce, o peso sobre a broca é baixo. Perfil do *caliper* (pode mostrar um aumento do diâmetro interno do poço), a existência de intercalações rochas moles e duras pode favorecer as vibrações. As brocas tricônicas tendem a apresentar mais estes tipos de vibrações.

5.4 Prisão de coluna

A prisão de coluna é identificada no boletim diário de perfuração, quando for relatada a prisão de coluna, de revestimento, de cabo de perfilagem (ou de qualquer outro equipamento de trabalho no poço).

A seguir é apresentado passo a passo para a identificação das possíveis causas de prisão de coluna.

1. Identificar o tipo do poço: vertical, direcional ou horizontal (ver Anexo 1);
2. Verificar se a classificação do tipo de ocorrência está correta; se houver erro na classificação corrigir o tipo de ocorrência. Apenas os casos de DM serão analisados nesta etapa do processo. Se não se encontrar nenhum relato de situação anômala, concluir a verificação reportando não ocorrência do problema;
3. Analisar cada trecho do boletim de perfuração para identificar a duração do evento, a profundidade medida e a coerência dos registros;
4. **Prisão por diferencial de pressão:** Esse tipo de prisão ocorre somente em frente a intervalos permeáveis da formação. A pressão hidrostática no poço pode pressionar a coluna de perfuração no reboco contra a parede do poço, destruindo-o em trechos onde a pressão da formação seja inferior à pressão interna do poço. A coluna presa por diferencial de pressão perde os movimentos axiais e radiais, mas continua capaz de circular fluido. Em poços direcionais a coluna está mais susceptível a ocorrência desse tipo de problema devido ao contato do BHA com a parede do poço.
5. **Prisão por desmoronamento:** O desmoronamento do poço é caracterizado pela queda de blocos ou fragmentos que se desprendem após a passagem da broca de perfuração. Devido à falta de sustentação, as paredes do poço acabam colapsando e o interior do poço é invadido por esse material que se desprende da formação. Como resultado do desmoronamento pode ocorrer o alargamento do poço. Condições severas de desmoronamento podem provocar *packoff* e prisão da coluna de perfuração. Uma das

maneiras de identificar a ocorrência do desmoronamento é através da observação dos cascalhos provenientes do poço. A detecção de fragmentos de formato e tamanho característicos e a observação de um aumento no retorno de cascalhos do poço são um indicativo claro de desmoronamento do poço. A pressão de bombeio também deve apresentar uma pequena elevação devido ao aumento da carga de cascalhos no anular do poço, da mesma forma o esforço necessário para retirar a coluna do poço será maior devido ao aumento da fricção no poço.

6. Prisão por *Packoff*: O *packoff* ocorre quando o espaço anular entre a coluna de perfuração e o poço é obstruído. Essa obstrução normalmente ocorre devido ao acúmulo de detritos nesse espaço. Esse fenômeno é geralmente provocado por má limpeza, por desmoronamento das paredes do poço ou ainda quando, durante a perfuração, a taxa de penetração for excessiva comparando com a taxa de remoção resultando numa maior produção e acúmulo de cascalhos no anular.

7. Prisão por *chaveta (acunhamento)*: A *chaveta* é causada pela construção de um sulco com o diâmetro do tubo de perfuração em um dos lados da parede do poço. Geralmente ocorre em trechos direcionais, onde o poço ganha ou perde ângulo rapidamente. Durante a perfuração o atrito constante do tubo de perfuração com a parede do poço cria um sulco nesta. Como o sulco criado possui o diâmetro do tubo de perfuração, a presença de *chavetas* irá causar dificuldades para a passagem dos comandos de perfuração durante a retirada da coluna. Devido à presença da *chaveta* a coluna pode ficar acunhada ou mesmo presa. Os trechos de *dogleg* elevados ($> 5^\circ/100$ ft) são bastante propícios à formação de *chavetas*.

Capítulo 6

Resultados e discussões

Os procedimentos diagnósticos foram aplicados em poços marítimos de desenvolvimento na Bacia de Venus (nome hipotético). Os poços analisados, pré-classificados por ocorrência, foram divididos em três conjuntos, designadamente, de dificuldade de manobra, de dificuldade de avanço e de prisão.

A implementação dos procedimentos para identificação das causas de problemas na perfuração de poços foi feita por dois grupos de pesquisa na área de engenharia de poço (grupo da Unicamp) e grupo Genesis do Brasil. Na ausência de experiência de campo, os grupos passaram por um treinamento, na Unicamp, sobre seqüências das operações normais de perfuração e identificação de problemas que permitiu ter conhecimentos para desempenho da tarefa a eles adstrita. O grupo da Unicamp é constituído por estudantes da graduação em engenharia mecânica fazendo trabalhos de iniciação científica em engenharia de poço de petróleo (no Departamento de Engenharia de Petróleo). O grupo da Genesis do Brasil é constituído por dois consultores juniores na área de engenharia de poço. Os dois grupos receberam os mesmos trechos de poços onde é assinalada a ocorrência de problemas de dificuldade de manobra, de dificuldade de avanço e de prisão.

Aqui serão apresentados os resultados dos grupos e comentários onde as classificações não coincidem. E serão mostrados aspectos que foram surgindo e representaram desafios, pois não constavam nos procedimentos para identificação das causas de problemas de perfuração.

Assim, serão listados em tabelas os resultados obtidos pelos dois grupos de pesquisa e, por conseguinte sua classificação final. Os trechos ou poços em que houve questões não apresentadas no diagnóstico figuram como observações e serão comentadas.

6.1 Resultados sobre o problema de dificuldade de manobra

Foi encontrado um trecho no boletim diário de perfuração onde foi relatada a ocorrência de anormalidades, sendo pré-classificadas como dificuldade de manobra.

Implementou-se o procedimento para identificação das causas de Dificuldade de Manobra para os dados do poço 7-XXX-12. Após uma análise sobre os dados constatou-se que se trata da perfuração de um poço de desenvolvimento, caracterizado pelo dígito 7 na designação do poço. A 2752 m foi relatada a DM (“descendo coluna com barrilete de testemunhagem coluna topando a 2726 m”). Neste trecho, analisados os relatos dos eventos imediatamente sucedidos (“conexão do Kelly e repasse para eliminar a restrição”), fez-se uma verificação mediante a seguinte *checklist*:

Checklist (hipóteses prováveis):

- Batente: houve topamento da coluna com barrilete de testemunhagem. No perfil do *caliper* da Figura 6.1 verifica-se uma redução do diâmetro do poço a 2718 m; a litologia atesta que existe arenito a partir de 2718 m e folhelho acima desta profundidade. Na Figura 6.1 podemos ver representada graficamente a relação profundidade medida (m) e diâmetro em polegadas. A linha azul indica os valores registrados pelo perfil do *caliper* e a linha rosa é referente à linha da broca;

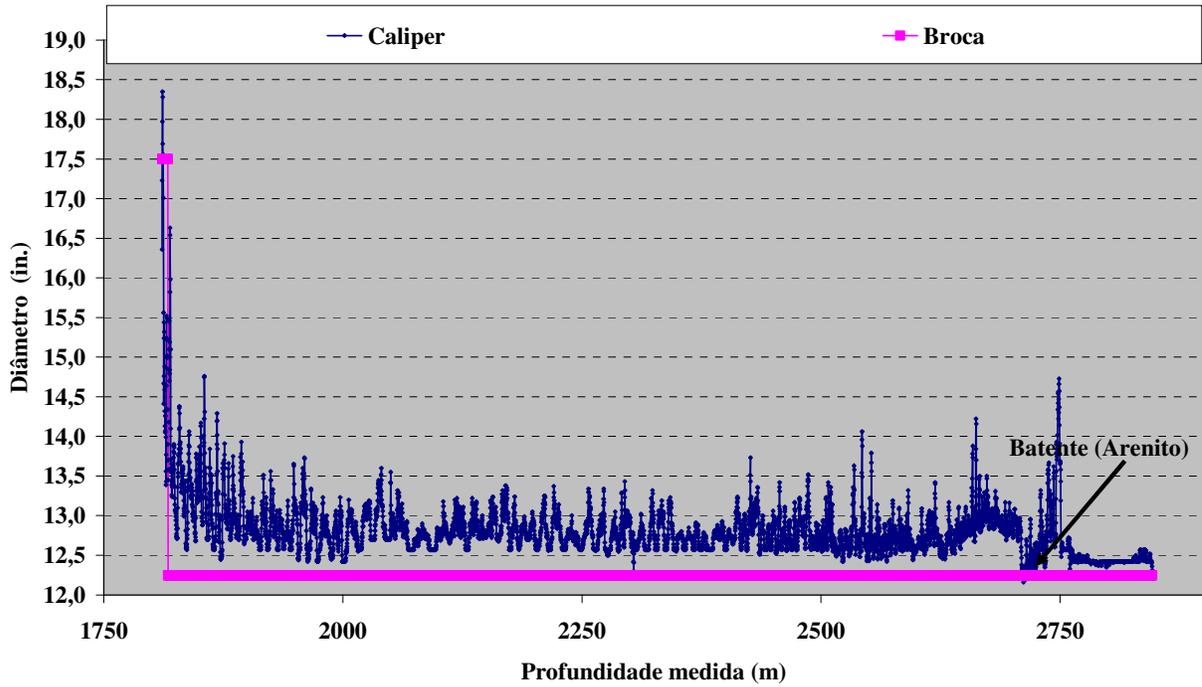


Figura 6.1 Caliper 7-XXX-12

Hipóteses descartadas:

- Chavetas e *doglegs* severos: esta hipótese não se aplica, pois os valores de trajetória da Figura 6.2 estão dentro do normal ($<5^\circ/100$ ft);

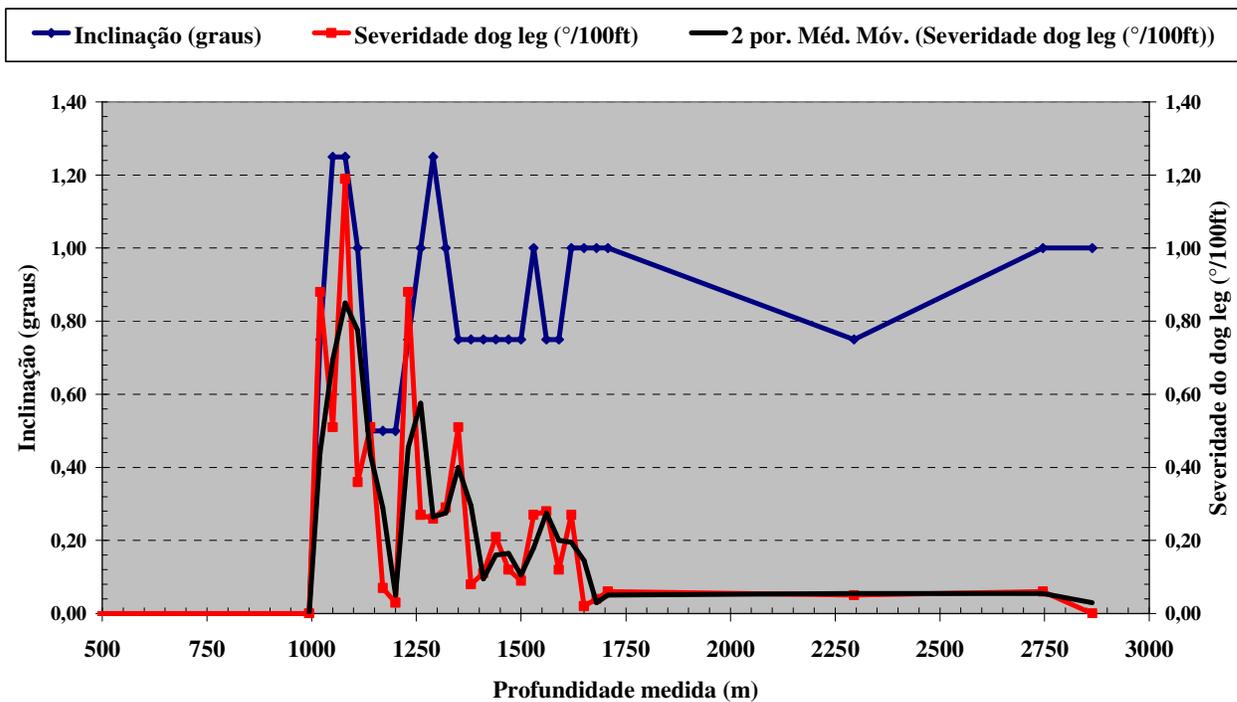


Figura 6.2 Trajetória 7-XXX-12

Analisando a Figura 6.2 verifica-se que os valores da severidade de *dogleg* representado pela linha vermelha (eixo das abscissas lado direito) variam entre 0 e 1,3°/100 ft e a inclinação representada pela linha azul (eixo das abscissas lado esquerdo) varia entre 0 e 1,4°, portanto os valores se encontram na faixa de normalidade, significando que não há risco de existência de chavetas, que podem causar acunhamento da coluna de perfuração durante a retirada da mesma, e nem a existência de problemas de má limpeza, visto que a inclinação é quase nula. Pelos valores da inclinação da Figura 6.2 verifica-se que se trata de um poço vertical, a princípio, não se esperam elevados valores de arraste como o que sucede em poços direcionais.

Na Tabela 6.1 observamos que existem intercalações de formações com predominância para margas (MRG) e folhelhos (FLH). O topamento da coluna ocorreu no arenito (ARN) em uma profundidade de 2718 m. Logo, se conclui que a dificuldade de manobra causada por batente (arenito) encontra-se na profundidade de 2718m.

Tabela 6.1 Profundidade medida (MD) e litologia.

PM (m)	Litologia	PM (m)	Litologia
1377	AGT	2550	FHL
1674	FLH	2601	MRG
1845	MRG	2604	FHL
2061	FLH	2718	MRG
2079	MRG	2760	FHL
2535	FLH	2769	MRG
2547	MRG	2859	MRG

Na Tabela 6.2 serão apresentados os resultados das anormalidades pré-classificadas por dificuldade de manobra.

Dos 78 casos analisados correspondendo a trechos de poços onde foi assinalada dificuldade de manobra, 90 % das classificações entre o grupo de pesquisa da Unicamp e do Genesis do Brasil foram coincidentes. Enquanto que 10 % dos casos não foram coincidentes ou houve questões relevantes que merecerão atenção e serão explicados, em seguida. Os casos discordantes encontram-se identificados por observações (Obs.). A explicação obedecerá à numeração das observações (Obs.) apresentadas na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 Resumo da identificação das causas do problema dificuldade de manobra

Poço	PM (m)	G. Unicamp	G. Genesis	Classificação Final	Obs.
7-XXX-12	2752	Batente (ARN)	Desmoronamento	Batente (ARN)	
7-XXX-12	2864	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Obs. 1
7-XXX-13	2737	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
7-XXX-13	2878	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
7-XXX-14	2760; 2779	Desmoronamento	Desmoronamento	Desmoronamento	
7-XXX-14	2872	Desmoronamento	Desmoronamento	Desmoronamento	
7-XXX-14	2872	Topamento Wbushing	Topamento Wbushing	Topamento Wbushing	Obs. 2
7-XXX-16D	2440	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	
7-XXX-17	2700	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
7-XXX-19D	2997	Sem conclusão	Sem conclusão	Sem conclusão	Obs. 3
7-XXX-24D	2950	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-26DA	2979; 3165	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	
7-XXX-60D	2929	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	
7-XXX-68D	2217	Ameaça de prisão	Ameaça de prisão	Ameaça de prisão	Obs. 4
7-XXX-68D	2971	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
7-XXX-68D	3245	Batente (CLU)	Batente (CLU)	Batente (CLU)	
7-XXX-69	2778	Batente (CLU)	Batente (CLU)	Batente (CLU)	
7-XXX-70D	2987	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
7-XXX-71D	3066	Sem info de litologia e de caliper	Sem info de litologia e de caliper	Sem info de litologia e de caliper	
7-XXX-72D	2561	Sem conclusão	Sem conclusão	Sem conclusão	Obs. 5
7-XXX-72D	3258	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	
7-XXX-72D	3268	Sem info de caliper	Sem info de caliper	Sem info de caliper	
7-XXX-74	2600	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-74	2743	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
7-XXX-74	2811	Drag elevado descida	Drag elevado descida	Drag elevado descida	
7-XXX-76DA	3012	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	
7-XXX-76DA	3075	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	
7-XXX-85D	2877	Batente (CLU)	Batente (CLU)	Batente (CLU)	
7-XXX-88H	1695	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-88H	2970	Sem info de caliper e de litologia	Sem info de caliper e de litologia	Sem info de caliper e de litologia	
7-XXX-89D	1610	Sem de litologia	Sem de litologia	Sem de litologia	
7-XXX-91H	1050;1170;1200	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-91H	1445;1550	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-99D	2091	Drag elevado	Drag elevado descida	Drag elevado descida	
7-XXX-99D	2389	sem conclusão (topamento MRG)	sem conclusão (topamento MRG)	sem conclusão (topamento MRG)	Obs. 6
7-XXX-99D	2697	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-99D	2631	Batente (CLU)	Batente (CLU)	Batente (CLU)	
7-XXX-99D	2749	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
7-XXX-99D	2900;3325	Sem conclusão (topamento MRG)	Sem conclusão (topamento MRG)	Sem conclusão (topamento MRG)	Obs. 7
7-XXX-99D	3669	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-100H	2485	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-101D	1875; 2038	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-101D	2052	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-102H	1437	Sem de info de litologia e de caliper	Sem de info de litologia e de caliper	Sem de info de litologia e de caliper	
7-XXX-102H	2778	Sem conclusão (litologia: MRG e FHL)	Sem conclusão	Sem conclusão (litologia: MRG e FHL)	
7-XXX-102H	3071	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
7-XXX-103	2203	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	
7-XXX-109H	1463	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-109H	2853	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-111D	1463	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-111D	2853	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-134HP	2845;2891;2900	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-134HP	2835; 2770; 293	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-141HP	2577	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-141HP	2728; 2844	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
7-XXX-147HP	3835	Torque elevado	Sem conclusão	Sem conclusão	
7-XXX-147HP	4101	Falha equip. sonda	Falha equip. sonda	Falha equip. sonda	
8-XXX-15D	1130;1160;1175;1205	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
8-XXX-15D	1981	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
8-XXX-15D	2783;2808; 3023;3048	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
8-XXX-48D	1177; 2992;2967	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
8-XXX-48D	3065	Packoff	Packoff	Packoff	
8-XXX-55D	3031	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
8-XXX-55D	3089	Batente (CLU)	Batente (CLU)	Batente (CLU)	
8-XXX-61A	2221	Batente (CLU)	Batente (CLU)	Batente (CLU)	
8-XXX-61A	2757; 2748	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
8-XXX-75D	2980; 3007	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
8-XXX-181D	1610;1362;1320;1270;1035	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
8-XXX-181D	3050;3040 e 2994	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
9-XXX-84D	1976;1709	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
9-XXX-84D	1819	Desmoronamento	Packoff	Packoff	Obs. 8
9-XXX-110D	1297	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
9-XXX-133D	3147	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
9-XXX-146D	2362;2391; 2458;2477	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
9-XXX-146D	2512;253; 2583;2591	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
9-XXX-146D	2594;2619; 1657;2675	Drag elevado	Drag elevado	Drag elevado	
9-XXX-182D	1722	Batente (ARN)	Batente (ARN)	Batente (ARN)	
9-XXX-182D	1792	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	Fechamento do poço (argilas)	

Obs. 1 (7-XXX-12): na profundidade 2752 m foi relatada dificuldade de manobra, o evento durou 0,5 hora (“descendo coluna com barrilete de testemunhagem coluna topando a 2726 m”). Neste trecho existe arenito a 2718 m, logo, é batente de arenito. Verificando o *caliper* deste poço, antes dos batentes de arenito existe um trecho de folhelhos onde se pode ver um aumento do diâmetro interno do poço, sugerindo um desmoronamento, porém a hidráulica do poço foi suficiente para carrear os cascalhos, não há relatos de presença destes nas peneiras, pelo que se concluiu que se trata de dificuldade de manobra por batente de arenito.

Obs. 2 (7-XXX-14): na profundidade 2872 m foi relatada dificuldade de manobra, o evento durou 1,5 horas (“montando e descendo *wear bushing running tool*, topando a 500 m”). Neste caso não foi previsto no procedimento diagnóstico, e de todos os poços analisados esta foi a única ocorrência. Tratando-se de uma anormalidade durante a descida/instalação da *wear bushing* considerou-se dificuldade de manobra por falha operacional.

Obs. 3 (7-XXX-19D): na profundidade 2997 m foi relatada dificuldade de manobra, o evento durou 1,5 horas (“descendo coluna, repassando com alto torque intervalo 2880 a 2960 m, livre de 2960 a 2997 m, fundo”). No trecho referido existe uma intercalação de arenito e folhelhos. Verificando o gráfico do *caliper* deste poço a linha do *caliper* ultrapassa a linha da broca (Figura 6.3), não se encontrando uma explicação para considerá-la como informação para análise, pelo que se conclui trata-se de dificuldade de manobra com causa a ser apurada. Pela existência de intercalações de ARN e FHL se poderia classificar de DM por batente de arenito.

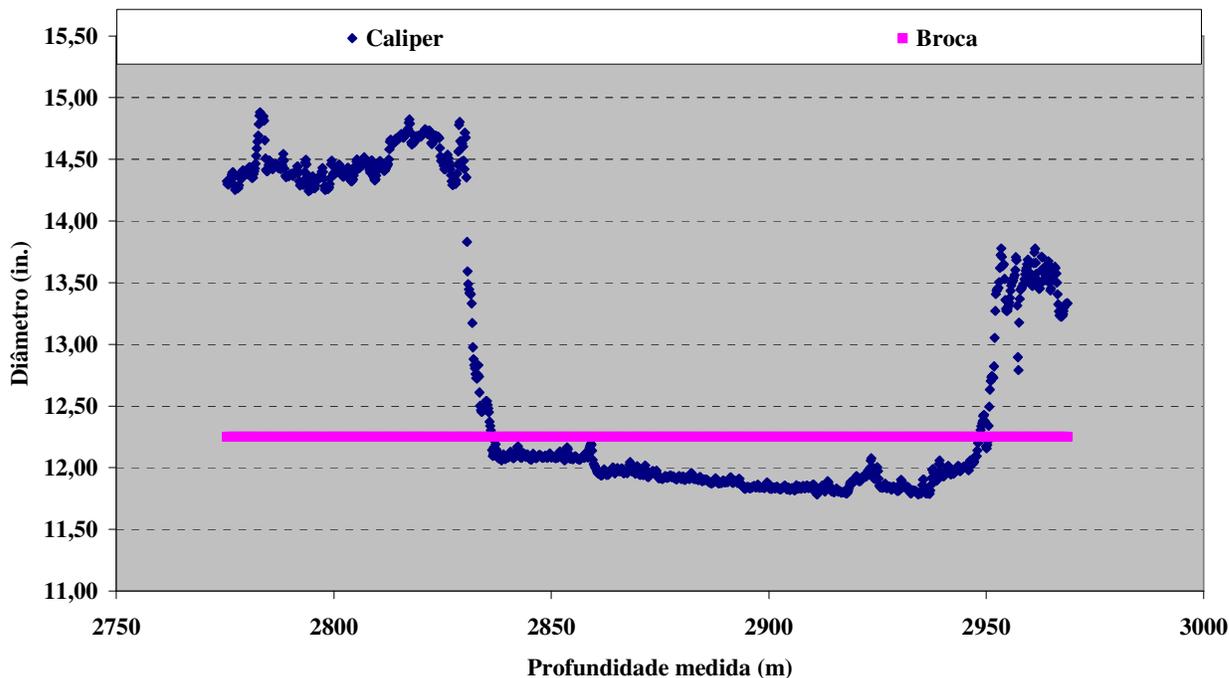


Figura 6.3 Caliper 7-XXX-19D

Obs. 4 (7-XXX-68D): na profundidade de 2217 m foi relatada dificuldade de manobra, o evento durou 2,5 horas (“retirando coluna por unidade com ameaça de prisão”). Neste trecho é reportado (“retirando coluna por unidade com bomba até sapata devido alto *arraste* e ameaça de prisão”). O trecho compreende uma zona de folhelhos e margas. O fluido de perfuração utilizado é sintético. Os valores de severidade de *doglegs* estão dentro da normalidade (<5°/100 ft). Trata-se de uma pré-classificação errônea, este caso enquadra na pré-classificação de prisão.

Obs. 5 (7-XXX-72D): na profundidade de 2561 m foi relatada dificuldade de manobra, o evento durou 0,5 horas (“descendo coluna a poço aberto, topando a 1848 m”). Neste trecho é reportado (“repassando o intervalo (60 rpm, 5 a 15Kips, 700 gpm, 2450 psi”).

O trecho compreende uma zona de folhelhos e margas. O fluido de perfuração utilizado é base água. Não existem dados de *caliper* neste intervalo. Os valores da severidade de *doglegs* estão dentro da normalidade ($<5^\circ/100$ ft). Trata-se de dificuldade de manobra, porém a causa é a restrição encontrada.

Obs. 6 (7-XXX-99D): na profundidade de 2436 m foi relatada dificuldade de manobra, o evento durou 1,5 horas (“descendo coluna e topando a 2389 m”). Neste trecho é reportado (“deitando 4 juntas de DPS e repassando 2389 a 2436 m”). O trecho compreende uma zona de folhelhos e margas. O fluido de perfuração utilizado é sintético. Analisando o gráfico do *caliper* não apresenta nenhuma anormalidade neste intervalo (Figura 6.4). Os valores de severidade *doglegs* estão dentro da normalidade ($<5^\circ/100$ ft). Trata-se de dificuldade de manobra, porém a causa é a restrição encontrada.

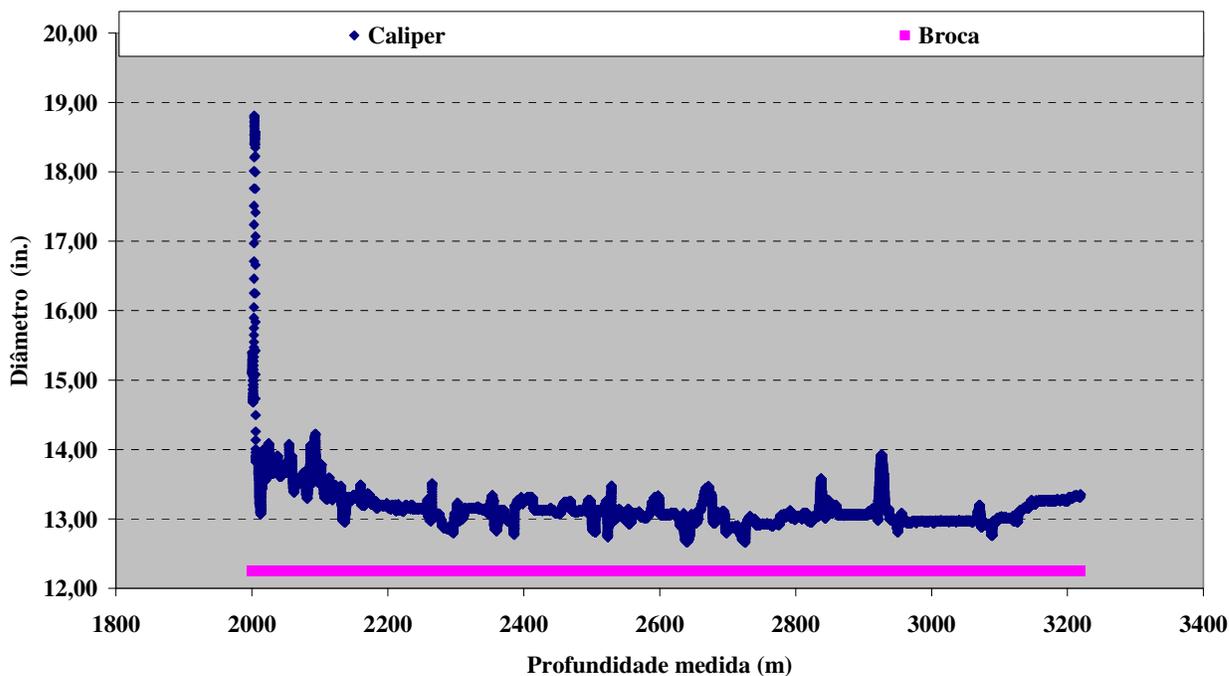


Figura 6.4 Caliper 7-XXX-99D

Ao verificar-se o gráfico do *caliper* do poço 7-XXX-99D constata-se que o diâmetro do poço encontra-se em bom estado, significando que muito provavelmente tenha sido corrido horas mais tarde das anormalidades que vêm reportadas no BDP.

Obs. 7 (7-XXX-99D): na profundidade de 2964 m foi relatada dificuldade de manobra, o evento durou 1,5 horas (“descendo coluna e topando a 2900 m”). Na profundidade de 3360 m foi relatada dificuldade de manobra, o evento durou 3,5 horas (“descendo coluna e topando a 3325 m”). Os trechos compreendem uma zona de folhelhos e margas. O fluido de perfuração utilizado é sintético. Analisando o gráfico do *caliper* não apresenta nenhuma anormalidade nestes intervalos (Figura 6.4). Os valores da severidade do *dogleg* estão dentro da normalidade ($<5^{\circ}/100$ ft). Trata-se de dificuldade de manobra, porém a causa é a restrição encontrada.

Obs. 8 (9-XXX-84D): na profundidade de 1828 m foi relatada dificuldade de manobra, o evento durou 4 horas (“retirando coluna até sapata 20”, efetuando *backreaming* intervalo 1976 a 1709 m, devido ocorrência arrastes até 70 000 lb”). Neste trecho a seguir é reportado (“descendo a coluna, sem arraste, encontrado fundo falso a 1819 m). O trecho compreende uma zona de folhelhos e margas. O fluido de perfuração utilizado é sintético. Os valores da severidade do *doglegs* estão dentro da normalidade ($<5^{\circ}/100$ ft). Trata-se de dificuldade de manobra, por *packoff* (foi relatado presença de fundo falso no BDP).

6.2 Resultados sobre o problema dificuldade de avanço

A seguir apresentam-se os resultados das anormalidades pré-classificadas, por ocorrência, como dificuldade de avanço (DA).

No trecho no boletim de perfuração, a 2056 m, encontrou-se o relato da ocorrência de anormalidades, sendo pré-classificada como dificuldade de avanço.

Implementou-se o procedimento para identificação das causas de DA para os dados do poço (7-XXX-18D). Pela nomenclatura se conclui que se trata de um poço de desenvolvimento (pelo dígito 7 expresso no início do nome do poço) e direcional (pela letra D no fim do nome).

Na profundidade de 2901 m foi relatado DA (“tentado avançar sem êxito”) como se pode ver no trecho BDP (Tabela 6.3).

Tabela 6.3 Trecho do Boletim Diário de Perfuração poço 7-XXX-18D

Início (m)	Fim (m)	Duração Evento (h)	Descrição do evento	Operação	Tipo problema
2901	2901	1,0	Tenta avançar sem êxito	Perfurando	DA
2901	2901	0,5	Trabalhando coluna para packer hidráulico (ameaça) e torque excessivo e retirando 1 seção e terço	Perfurando	DA
2901	2901	1,0	Circulando, condicionando o poço	Perfurando	DA
2901	2901	0,5	Descendo coluna de 2859 até 2887 e repassando	Perfurando	DA
2901	2940	3,0	Perfurando	Perfurando	

A Tabela 6.3 mostra um trecho do boletim diário de perfuração onde se pode ver nas primeiras colunas, em metros, os valores da profundidade medida de início e fim de cada evento descrito. No caso particular de dificuldade de avanço, neste exemplo, nota-se que não se registrou nenhum avanço da profundidade medida, mantendo o mesmo valor de 2901 m.

Neste trecho, analisados os relatos dos eventos sucedidos, fez-se uma verificação para identificar a causa do problema mediante a seguinte *checklist*:

Checklist (hipóteses prováveis):

- Enceramento da broca;

Não vem relatado no BDP. Logo, se descarta a hipótese.

- Fechamento do poço;

Para esta causa deve-se verificar o perfil do *caliper*, primeiro, e verificar-se o tipo de litologia e fluido de perfuração utilizado no trecho em causa.

Para a profundidade em que é relatada a dificuldade de avanço, o perfil do *caliper* da Figura 6.6, indica uma redução do diâmetro interno do poço – a linha da broca (em rosa) é ultrapassada pela linha azul do *caliper* indicando o fechamento de poço no trecho 2855 m a 2950 m. O trecho compreendido entre 2600 m a 2850 m apresenta um aumento do diâmetro interno do poço significando que houve um alargamento.

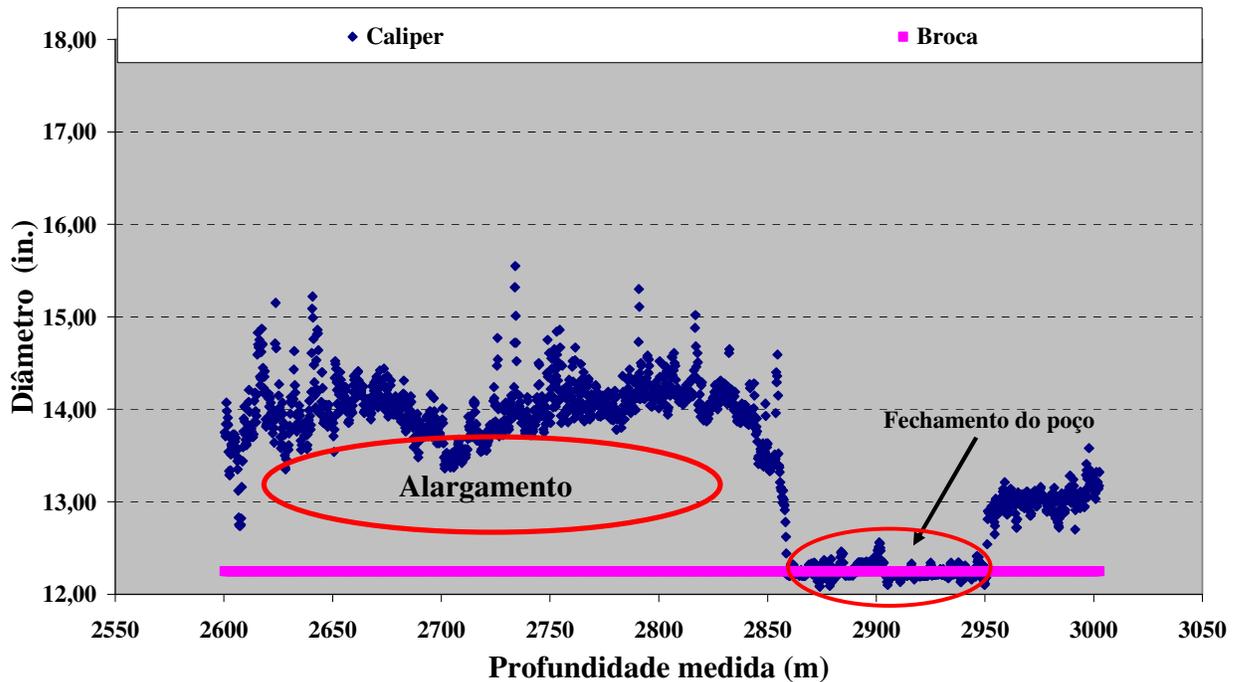


Figura 6.5 Caliper 7-XXX-18D

Um dos parâmetros importantes para identificar a ocorrência de fechamento por inchamento de argilas é saber o tipo de fluido de perfuração utilizado neste trecho do poço 7-XXX-18D. Dessa forma, a Tabela 6.4 apresenta o tipo de fluido de perfuração que foi utilizado e as respectivas profundidades medidas, bem como os correspondentes pesos específicos. Como se pode verificar, para a profundidade em que foi relatada dificuldade de avanço, 2901 m, o tipo de fluido utilizado é base água (NaCl com poliacrilamida).

Tabela 6.4 Dados do fluido de perfuração do poço 7-XXX-18D

PM (m)	Descrição do tipo de fluido	Massa específica do fluido (lb/gal)
923	Convencional	8,7
1261	Disperso	8,8
1794	NaCl com Poliacrilamida	9,4
2268	NaCl com Poliacrilamida	9,6
2355	NaCl com Poliacrilamida	9,7
3024	NaCl com Poliacrilamida	9,8

A litologia constitui uma informação igualmente relevante para que se possa chegar a uma conclusão sobre a causa que terá provocado o problema. Portanto, na Tabela 6.5 os trechos das linhas 1 a 8 correspondem à zona em que ocorreu o fechamento do poço. E das linhas 9 a 11 correspondem ao trecho em que ocorreu o alargamento. Ainda na tabela, verifica-se que existe uma seqüência intercalada de margas (MRG) e folhelhos (FLH).

Tabela 6.5 Dados sobre a litologia do poço 7-XXX-18D

	Profundidade (m)		Litologia
	Topo de formação	Base da formação	
1	2565	2600	MRG
2	2600	2612	FLH
3	2612	2650	MRG
4	2650	2665	FLH
5	2665	2700	MRG
6	2700	2740	FLH
7	2740	2800	MRG
8	2800	2820	FLH
9	2820	2885	MRG
10	2885	2930	FLH
11	2930	3007	ARN
12	3007	3019	MRG
13	3019	3024	CLU

Por último, verificam-se as informações da trajetória do poço. Na Figura 6.6 encontram-se representados, no eixo das abscissas à direita, a inclinação (em graus) do poço, e à esquerda, os valores da severidade dos *doglegs* (graus/100 pés). Pelos valores da inclinação, conclui-se que se trata de um poço direcional (0 a 38 graus). As inclinações superiores a 30 graus são críticas para limpeza do poço, visto que podem ocorrer problemas de má limpeza (*packoff*), conforme abordado no Capítulo 4. No caso do poço 7-XXX-18D não foi relatada nenhuma obstrução do anular pelos cascalhos. Para valores de severidade de *dogleg* superiores a 5 graus por 100 metros existe igualmente uma possibilidade de existência de chavetas que são umas das causas de dificuldade de manobra como se viu no Capítulo 4. Para suavizar a curva da severidade do *dogleg*

usou-se a média móvel de dois pontos (correspondendo a 60 metros), como se pode ver nessa figura, estes valores ficam abaixo dos 5 graus por cada 100 metros perfurados o que é satisfatório, pois se encontra numa faixa livre de ocorrência de problemas.

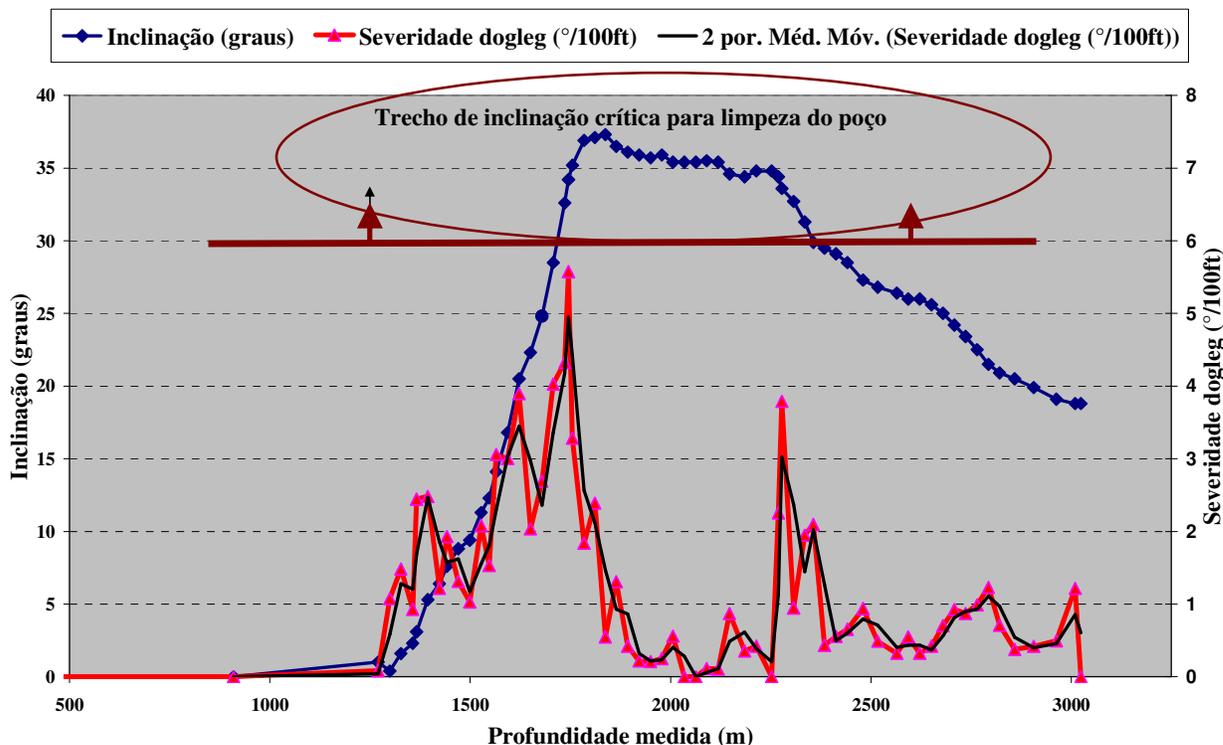


Figura 6.6 Trajetória do poço 7-XXX-18D

Para identificação da causa do problema assinalado no poço 7-XXX-18D, a profundidade de 2901 m, verificou-se o perfil do *caliper*, os dados da litologia do trecho em questão, o fluido de perfuração utilizado, a trajetória do poço, e se concluiu que se trata de dificuldade de avanço por fechamento de poço (inchamento de argilas).

O procedimento para identificação das causas de problemas de perfuração de poços marítimos de desenvolvimento foi aplicado por dois grupos (Unicamp e Genesis) para dados de poços pré-classificados por ocorrência por DA. Os resultados encontram-se na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 Resumo da identificação das causas do problema dificuldade de avanço

Poço	PM (m)	G. Unicamp	G.Genesis	Classifical Final	Obs.
3-XXX-2	2175	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
3-XXX-3	2602; 2639	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-14	2522	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-17D	2737- 2814	Abrasividade, ARN	Abrasividade, ARN	Abrasividade, ARN	
7-XXX-18D	918 - 923	Formação dura	Formação dura	Formação dura	Obs.1
7-XXX-18D	2901	Fechamento poço (argilas)	Fechamento poço (argilas)	Fechamento poço (argilas)	
7-XXX-19D	2218	Não DA	Sem conclusão	Sem conclusão	Obs. 2
7-XXX-19D	2384	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-24D	2203 - 2237	Entupimento da flowline	Entupimento da flowline	Entupimento da flowline	
7-XXX-24D	2388	Troca de equipamento	Troca de equipamento	Troca de equipamento	
7-XXX-24D	2388	Desmoroamento	Desmoroamento	Desmoroamento	
7-XXX-42D	2201; 2248	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-42D	2258	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-42D	2258 - 2337	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-42D	2421	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-42D	2554	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-42D	2583; 2612	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-42D	2858	Enceramento BHA	Enceramento BHA	Enceramento BHA	
7-XXX-48D	1211-1220	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-48D	2400	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-53D	2133	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-58D	3124-3133	Fechamento poço (argilas)	Fechamento poço (argilas)	Fechamento poço (argilas)	
7-XXX-70D	1006	Formação dura	Sem conclusão	Sem conclusão	Obs. 3
7-XXX-72D	1677	sem conclusão	Sem conclusão	Sem conclusão	Obs. 4
7-XXX-72D	2561	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-74	1790 - 2110	Enceramento das peneiras	Enceramento das peneiras	Enceramento das peneiras	
7-XXX-74	2600	Enceramento das peneiras	Enceramento das peneiras	Enceramento das peneiras	
7-XXX-74	2743	Enceramento das peneiras	Enceramento das peneiras	Enceramento das peneiras	
7-XXX-82D	1622 - 1641	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-82D	1651 - 1660	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-82D	1736	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-82D	2063	Não é DA	Sem conclusão	Sem conclusão	Obs. 5
7-XXX-82D	2988	Não é DA	Sem conclusão	Sem conclusão	Obs. 6
7-XXX-91H	1407	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
7-XXX-91H	2343	sem conclusão	Sem conclusão	Expurgado	Obs. 7
7-XXX-91H	2799	sem conclusão	Sem conclusão	Expurgado	Obs. 8
7-XXX-91H	3096	sem conclusão	Sem conclusão	Sem conclusão	Obs. 9
7-XXX-101D	2110	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-103	2038	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-111D	2866	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-111D	2992	Packoff	Packoff	Packoff	
7-XXX-145H	1863	Formação dura	Formação dura	Formação dura	
7-XXX-147HP	3915	Não é DA (PC)	DA	Sem conclusão	Obs. 10
7-XXX-147HP	3922	Não é DA (PC)	DA	Sem conclusão	Obs. 11
7-XXX-3HP	3251 - 3254	Formação dura	Formação dura	Formação dura	
7-XXX-3HP	3284	Formação dura	Formação dura	Formação dura	
8-XXX-15D	1575	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
8-XXX-15D	1596 - 1602	Enceramento Broca	Falha motor de fundo	Falha motor de fundo	
8-XXX-31D	1872 - 1900	Sem conclusão	Sem conclusão	Sem conclusão	
8-XXX-55D	1865	Falha Equip. sonda	Formação dura	Formação dura	Obs. 12
8-XXX-55D	2251	Enceramento Broca	Enceramento Broca	Enceramento Broca	
8-XXX-61A	2336	Packoff	Packoff	Packoff	
8-XXX-73	2914	Troca de equipamento	Troca de equipamento	Troca de equipamento	
8-XXX-75D	1974	Packoff	Packoff	Packoff	
8-XXX-75D	2450	Packoff	Packoff	Packoff	
8-XXX-75D	2561	Packoff	Packoff	Packoff	
8-XXX-75D	2599	Packoff	Packoff	Packoff	
8-XXX-75D	2647; 2675; 2828	Packoff	Packoff	Packoff	
8-XXX-3D	2076 - 2253	Packoff	Packoff	Packoff	

Dos 61 casos analisados correspondendo a trechos de poços onde foi assinalada dificuldade de avanço, 77 % das classificações entre o grupo de pesquisa da Unicamp e da Genesis do Brasil foram coincidentes. Enquanto que 23 % dos casos não foram coincidentes ou sugeriram questões relevantes que serão explicados, em seguida. Os casos discordantes ou achados relevantes encontram-se identificados por observações (Obs. 1~12), como se pode verificar na Tabela 6.6. A seguir apresenta-se a discussão para cada uma das observações anotadas na tabela.

Obs. 1 (7-XXX-18D): este poço apresenta uma lâmina d'água de 918 m. O início da perfuração foi feita jateando com tubulão de 42". Sucede que a profundidade de 918 a 923 m registrou-se dificuldade de avanço. Neste campo não há informação da existência de formação dura a esta profundidade existindo apenas solo marinho, que em teoria seria facilmente perfurado através do jateamento. Não existem dados de litologia neste trecho. Desceu-se BHA de 36" mesmo assim houve um avanço lento e registrou-se o plugamento de jatos. Portanto, manteve-se a classificação de dificuldade de avanço por formação dura.

Obs. 2 (7-XXX-19D): na profundidade de 2218 m foi relatada dificuldade de avanço, o evento durou 0,5 horas ("circulando com baixa vazão 350 gpm devido excesso de argilas nas peneiras, flocos encapsulados no polímero"). O trecho corresponde a intercalação de folhelhos e margas. Tratando-se de um poço direcional, a questão da limpeza do poço é um fator importante, logo a circulação é um procedimento correto. A seguir a perfuração correu normalmente, concluiu-se que não se tratou de dificuldade de avanço mas sim circulação para limpeza.

Obs. 3 (7-XXX-70D): Este poço apresenta uma lâmina d'água de 982 m. O início da perfuração foi feita jateando condutor 36". Sucede que na profundidade de 1006 m registrou-se dificuldade de avanço (taxa de perfuração igual a 0,4 m/h). Neste campo não há informação da existência de formação dura a esta profundidade existindo apenas solo marinho, facilmente perfurável, através do jateamento. Não existe dados de litologia neste trecho. O evento durou 10,5

horas. Desceu-se BHA de 26” e perfuração avançou com uma taxa média de 36 m/h. Portanto, manteve-se a classificação de dificuldade de avanço por formação dura.

Obs. 4 (7-XXX-72D): na profundidade de 1677 m foi assinalada dificuldade de avanço, “Circulando e injetando tampão viscoso devido dificuldade para avançar”, duração do evento 1 hora. Não há informação da litologia deste trecho, os trechos anteriores e posteriores foram caracterizados por perfuração e perfuração orientada.

Obs. 5 (7-XXX-82D): na profundidade de 2063 m foi relatada dificuldade de avanço, o evento durou 3,5 horas (“circulando para limpeza do poço, aumentando peso do fluido, bombeando tampão pesado e circulando até ao retorno as peneiras”). O trecho corresponde a margas. Tratando-se de um poço direcional, a questão da limpeza do poço é um fator importante, logo a circulação é um procedimento correto e normal. A seguir a perfuração correu normalmente, concluiu-se que não se tratou de dificuldade de avanço, apenas foi uma circulação para limpeza do poço.

Obs. 6 (7-XXX-82D): na profundidade de 2988 m foi relatada dificuldade de avanço, o evento durou 7,5 horas (“circulando para desobstrução de calhas/caixa de decantação das peneiras e troca das telas das peneiras”). O trecho corresponde a margas. Tratando-se de um poço direcional, a questão da limpeza do poço é um fator importante, logo a circulação é um procedimento correto e normal. Concluiu-se que se tratou de dificuldade de avanço troca de equipamento da sonda (telas das peneiras).

Obs. 7 (7-XXX-91H): na profundidade de 2343 m foi relatada dificuldade de avanço, o evento durou 8,5 horas (“Perfurando com 715 gpm, com 745 gpm não se conseguia aplicar peso sobre a broca”). O trecho corresponde a folhelho. Os trechos anteriores e posteriores foram perfurados sem problemas. Concluiu-se que se tratou de dificuldade de avanço, porém a causa não se conseguiu apurar.

Obs. 8 (7-XXX-91H): na profundidade de 2799 m foi relatada dificuldade de avanço, o evento durou 1 hora (“Perfurando orientado com dificuldades”). O trecho corresponde a folhelho.

Os trechos imediatamente anteriores foram perfurados sem problemas e o posterior foi feita uma circulação para limpeza, de 2 horas, e tendo registrada a queda do valor do *arraste*. Concluiu-se que se tratou de dificuldade de avanço por *packoff*.

Obs. 9 (7-XXX-91H): na profundidade de 3096 m foi relatada dificuldade de avanço, o evento durou 0,5 hora (“Repassando (devido torque de até 18000 lb.ft; *arraste* de 65 Kips e dificuldade de avançar”). O trecho corresponde a folhelho. Os trechos imediatamente anteriores foram perfurados sem problemas e o posterior foi feita uma circulação para limpeza, de 1,5 horas. Concluiu-se que se tratou de dificuldade de avanço por *packoff*.

Obs. 10 (7-XXX-147HP): na profundidade de 3915 m foi relatada dificuldade de avanço, o evento durou 0,5 hora (“Ameaça de prisão torque 28000 lb.ft nas tentativas de retirar a coluna o esforço adicional devido *arrastes* de 60 Kips fazia a rotação cessar impedindo a retirada”). O trecho corresponde a folhelho. Os trechos imediatamente anteriores e posteriores foram perfurados sem problemas. Concluiu-se que se tratou de dificuldade de avanço (sem conclusão).

Obs. 11 (7-XXX-147HP): na profundidade de 3922 m foi relatada dificuldade de avanço, o evento durou 3 horas (“Perfurando com muita dificuldade devido ao alto torque 2800 lb.ft decidido manobrar para retirada das fontes radioativas da BHA devido a risco de prisão”). O trecho corresponde a arenito. Nos trechos imediatamente anteriores houve ameaça de prisão, fez-se uma manobra curta para verificação e circulou-se para limpeza. No trecho posterior houve circulação para limpeza e coleta de amostras. Concluiu-se que se tratou de dificuldade de avanço (sem conclusão).

Obs. 12 (8-XXX-55D): na profundidade de 1865 m foi relatada dificuldade de avanço, o evento durou 2 horas. O trecho corresponde a arenito. Nos trechos imediatamente posteriores foi relatada a troca de equipamento (“retirando coluna para troca de broca (drag de 30 klb)”). No trecho posterior houve circulação para limpeza (“circulando a 1865 m, enquanto aguarda retirada dos bacalhaus soldados na mesa rotativa, para retirar coluna para troca de broca. Injetando tampão de manobra”). Concluiu-se que se tratou de dificuldade de avanço por formação dura (a dureza da formação é que provocou danos nos equipamentos).

6.3 Resultados sobre o problema prisão

Os problemas pré-classificados por ocorrência de prisão são mais evidentes de serem analisados visto que os relatos no boletim de perfuração são bem claros. Estes relatos assinalam a perda de movimentos axiais e radiais. Os dados da litologia apresentam maior importância, pois leva a determinação das causas como pressão diferencial e vários tipos de fechamentos de poço, já abordados no Capítulo 2. O gráfico da trajetória contendo informações da inclinação do poço e da severidade de *dogleg* auxiliam o apuramento da causa de prisão por chavetas. A prisão por acunhamento pode ocorrer em chavetas durante a operação de retirada da coluna de perfuração. A hidráulica do poço e desmoronamentos são informações importantes para apurar as causas de prisão por *packoff*.

A seguir será apresentada a aplicação do procedimento para identificação das causas dos problemas assinalados como prisão.

No Boletim Diário de Perfuração (BDP) encontrou-se um trecho onde é relatada a ocorrência de anormalidades, sendo pré-classificadas como prisão.

Implementou-se o procedimento diagnóstico de Prisão aos dados do poço 7-XXX-87D. Trata-se da perfuração de um poço de desenvolvimento.

Na profundidade de 3253 m foi relatada prisão (“efetuando perfilagem final, corridos os perfis, ferramenta prendeu ao ser tomado o último ponto de pré-teste, extremidade da ferramenta a 3110 m”).

No trecho imediatamente a seguir é relatado (“trabalhando cabo HLS e tentando liberar a ferramenta de perfilagem”). Nesta profundidade existe um arenito, para apurar a causa fez-se uma verificação mediante a seguinte *checklist*.

Checklist (hipóteses prováveis):

- Pressão por diferencial: A prisão da ferramenta de perfilagem ocorreu no arenito.

Logo, conclui-se que a prisão foi por pressão diferencial.

Este procedimento descrito para identificação das causas de prisão foi aplicado a um conjunto de dados de poços onde foi assinalada a ocorrência deste problema, por fim se geraram os resultados que se apresentam na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 Resumo da identificação das causas do problema prisão

Poço	PM (m)	G. Unicamp	G.Genesis	Classificação Final	Obs
7-XXX-22D	2876	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
7-XXX-24D	1827	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
7-XXX-42	2393	<i>Packoff</i>	Fechamento (argilas)	<i>Packoff</i>	Obs. 1
7-XXX-43D	3212	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
7-XXX-54	2720	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
7-XXX-58D	3071	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
7-XXX-64	3216	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
7-XXX-67	1947	<i>Packoff</i>	<i>Packoff</i>	<i>Packoff</i>	
7-XXX-80	2655	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
7-XXX-81	2935	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
7-XXX-86D	2066	<i>Packoff</i>	<i>Packoff</i>	<i>Packoff</i>	
7-XXX-87D	3110	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
7-XXX-89D	3000	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
7-XXX-100F	2995	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
7-XXX-103	2805:2837	<i>Packoff</i>	<i>Packoff</i>	<i>Packoff</i>	
7-XXX-171F	2947	Sem conclusão	Sem conclusão	Sem conclusão	Obs. 2
8-XXX-15D	1685	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
8-XXX-33D	3212	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
8-XXX-55D	3046	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
9-XXX-130F	2965	Pressão diferencial	Pressão diferencial	Pressão diferencial	
9-XXX-189F	2739	Desmoronamento	Desmoronamento	Desmoronamento	

Dos 21 de trechos de poços pré-classificados por ocorrência como prisão, 19 classificações (91%) foram coincidentes entre o grupo da Unicamp e da Genesis. Os restantes 9 % representando dois trechos de poços diferentes foram discordantes e serão aqui discutidos. Estes casos estão assinalados em observações (Obs 1~2.) na referida tabela.

Obs. 1 (7-XXX-42): na profundidade de 2393 m foi relatada prisão, o evento durou 9 horas (“trabalhando coluna presa, batendo *jar* para baixo, tentando girar até torque máximo de

14000 lb.ft e mantendo 400 psi de pressão trapeada no intuito de reestabelecer a circulação”). O trecho corresponde a uma seqüência de margas e folhelhos. Para os trechos imediatamente posteriores é relatado o seguinte: “trabalhando coluna presa, batendo *jar* para cima e para baixo (duração: 3,5 horas) e “Posicionando 40 bbl de água do mar na BHA, trabalhando coluna com reciprocação e alta rotação e circulação para limpar o poço (duração: 3,5 horas)”. Nestes eventos descritos está anexada uma observação segundo a qual “houve uma obstrução do anular e a pressão aumentou de 3250 a 3500 psi e a coluna subiu 7 m, após o acidente não se movimentou mais nem para baixo nem para cima e nem girava e nem havia circulação”. Pelos relatos, concluiu-se não se tratar de fechamento do poço mas sim de prisão por *packoff* (obstrução do anular).

Obs. 2 (7-XXX-171HP): na profundidade de 2947 m foi relatada prisão, o evento durou 1 hora (“trabalhando e liberando coluna presa: coluna prendeu repentinamente, aumento de torque para 16000 lb.ft, sem movimento e rotação, porém com circulação. Provável acunhamento por bloco de cimento”). Mais adiante, é relatado (“trabalhando e reciprocando coluna para eliminar restrição no *rat hole*, (Duração 1 horas)”). No trecho acima da ocorrência é relatado (“cortando cimento de 2935 m até 2939 m, cortando e lavando *rat hole* até, 2945 m: Parâmetros: Peso sobre a broca = 5 a 10 Kips, rotação da coluna = 60 rpm; vazão de bombeio = 510 gpm, Pressão = 2400 psi e torque = 8000 a 10000 lb.ft”). O trecho corresponde a uma seqüência de arenito e folhelhos. Pela descrição do BDP concluiu-se tratar de uma falha operacional que terá provocado prisão por acunhamento na rebarba do cimento do *rat hole*.

6.4 Considerações finais sobre os resultados

De uma maneira geral, os procedimentos diagnósticos propostos conseguiram apurar as causas dos problemas que ocorrem durante as operações de perfuração, porém observou-se que para o caso de alguns parâmetros de análise, como por exemplo, o gráfico do *caliper*, o seu uso nem sempre traduz, o que de fato está ocorrendo nas operações de perfuração visto que, o mesmo

é corrido geralmente (descido do *caliper* a cabo) num intervalo de tempo suficientemente grande criando um defasamento nas análises.

Outra questão observada, no gráfico do *caliper*, em alguns poços, em trechos de margas e folhelhos, registrou-se fechamento do poço por inchamento de argilas mesmo sendo usado um tipo de fluido de perfuração inibidor (sintético) colocando em causa uma das premissas deste estudo, segundo a qual usando-se o fluido sintético em formações argilosas não ocorre inchamento. Assim vale ressaltar, que as rochas argilosas são potencialmente hidratáveis e que as análises de diagnósticos de problemas devem levar em conta este pressuposto.

Outro caso observado foi a quantidade de repasses em alguns poços. Sempre que houvesse uma restrição era assinalada dificuldade de manobra. Dentre as boas práticas de operação de perfuração é efetuar repasses ao encontrar a mínima de restrição na manobra da coluna. Entretanto, há dificuldade de se diferenciar o motivo da execução dos repasses, uma vez que estes podem ser preventivos ou corretivos. Nem sempre os boletins diários de perfuração relatam os valores do arraste e do torque. Os mesmos são descritos como alto, elevado e baixo, dificultando assim, a avaliação destes esforços. Este é o problema que o presente estudo encontrou. E optou-se por classificar todos os trechos com valores de arraste elevado como dificuldade de manobra por arraste elevado.

O fato de haver vários profissionais preenchendo o boletim diário de perfuração é uma grande vantagem, pois permite ao estudo de pós-análise obter perspectivas diferenciadas sobre o mesmo assunto (anormalidade ou procedimento). Por outro lado, é importante que haja rigor no preenchimento dos BDP, por exemplo, houve inúmeros casos em que a unidade do torque está escrita “lb/ft”, o que sabemos estar errado. Assim, o torque tem unidade de momento que deve ser escrito “lb.ft”. Assim como, 5 Kips significa 5 klb (kilo libra). O entendimento destas imprecisões e dos jargões técnicos foi a maior dificuldade encontrada na análise dos BDP durante a realização do trabalho.

O estudo, no manuseio dos dados, identificou a ausência, em muitos poços, de informações tais como perfil do *caliper*, litologia e de parâmetros mecânicos e hidráulicos extremamente importantes para todo um estudo de uma pós-análise que vise apurar as causas dos problemas

ocorridos durante a perfuração. A falta de dados torna os resultados inconclusivos acabando por afetar a investigação que geraria conhecimento valioso para indústria.

Capítulo 7

Conclusões

O trabalho sistematizou e consolidou o estudo dos problemas de perfuração bem como das respectivas causas, o que possibilitou a identificação dos vários domínios em que pode ocorrer um determinado problema. Para o caso de dificuldade de manobra, relacionados à litologia, têm-se as seguintes causas: batente, pressão diferencial, fechamento do poço por inchamento de argilas, fechamento do poço por fluência de sal e fechamento do poço por formação abrasiva. Relacionados ao tectonismo, há o desmoronamento. Para outras causas operacionais tem-se: a má limpeza (*packoff*), o *dogleg* severo, as chavetas e o *rat hole*. Para o caso de dificuldade de avanço, relacionado à litologia, têm-se as seguintes causas: o enceramento da broca, as formações abrasivas e as formações duras. Para outras falhas operacionais têm-se as seguintes causas: a troca de equipamentos, e os procedimentos errôneos. E para as vibrações têm-se as seguintes causas: *bit bounce*, *stick slip* e *whirl*. Para o problema de prisão foram identificadas causas como: a pressão diferencial, o fechamento do poço, o desmoronamento, as chavetas e a má limpeza.

Três procedimentos foram elaborados e propostos para identificação das causas dos problemas de perfuração de poço. Dois grupos de pesquisa (Unicamp e Genesis do Brasil) em engenharia de poço implementaram separadamente os procedimentos propostos. De um total de 160 trechos de poços marítimos de desenvolvimento analisados, os resultados foram coincidentes para mais de 130, o que atesta a eficácia dos procedimentos para identificação das causas dos problemas da perfuração.

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- Aplicar os procedimentos para identificação das causas de problemas para poços exploratórios;
- Realizar estudo semelhante para campos em que as litologias sejam carbonatos e sais;
- Desenvolver o estudo diagnóstico para demais problemas da perfuração: perda de circulação, *kicks* e *blowouts*, poço inadequado para perfilagem, cimentação deficiente, falha no revestimento do poço, falha no equipamento da BHA, falha na trajetória do poço e instabilidade da cabeça de poço.

Referências Bibliográficas

ABBASSIAN, F.; DUNAYEVSK, V. A.: *Application of stability approach to torsional and lateral bit dynamics*. SPE Drilling & Completions Journal, 1998.

ALDRED, W.; PLUMB, D.; BRADFORD, I; COOK, J; GHOLKAR, V; COUSINS, L; MINTON, R; FULLER, J; GORAYA, S; TUCKER, D.: *Managing Drilling Risk*. Oilfield Review, Summer, 1999. Texas, USA.

ALMEIDA, A. C.: *Manual de perfuração*. Petrobras – Material Instrucional. Salvador/Bahia. 1977.

ARTURO, N. C.; MENDES, J. R. P.; MOROOKA, C. K.; MIURA, K.: *Integração de dados para análise de poços de petróleo*. Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2008, Rio de Janeiro/Brasil.

BARBASSA, A.: *Petrobras anuncia contratação por afretamento de 12 sondas de perfuração ao custo de US\$ 8 bilhões*, In: Agência Brasil:
<<http://www.agenciabrasil.gov.br/noticias/2008/06/04/materia.9377923477/view>>. Acesso em 04 Jun. 2008.

BOUALLEG, R.; SELLAMI, H.; MENAND, S.; SIMON, C.: *Effect of formation anisotropy on Directional Tendencies of Drilling Systems*. SPE 98865, IADC Drilling Conference, 2006. Florida/USA.

BOURGOYNE Jr., A. T.; CHENEVERT, M. E.; MILLHEIN, K. K.; YOUNG Jr., F. S.: *Applied drilling engineering*. SPE Textbook series Vol. 2. 1991, Texas/USA.

BRADLEY, W.B., JARMAN, D., PLOTT, R.S., SHOFIELD, T.R., AUFLICK, R.A. and COCKING, D.: *A task force approach to reducing stuck pipe costs*, SPE paper 21 999, Proc., IADC/SPE Drilling Conference, 1991, Amsterdam/Netherland.

CARDOSO JÚNIOR, J. V. L.: *Diagnóstico de problemas em poços direcionais durante as manobras*. Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 1992. Dissertação de mestrado.

CERQUEIRA, J. P.: *A metodologia de análise e solução de problemas*. Equipe Grifo. 2ª. ed. Editora Afiliada. 1997, São Paulo/Brasil.

CHEN, D. C. K.; COMEAUX, B.; GILLESPIE, G.; IRVINE, G.; WIECEK, B.: *Real time downhole torsional vibration monitor for improving tool performance and bit design*. IADC/SPE 99193. IADC Drilling Conference. 21 – 23 February, 2006. Florida/USA.

DEVEREUX, S.: *Practical well planning and drilling Manual*. PennWell, 1998, Tulsa/Oklahoma/USA.

DWARKAH, D. R.; BOODOO, C. S.; RAJNAUTH, J. J.; SEERHARAN, K.: *Critical analysis of exploratory wells in a new field development in Trinidad Tobago*. SPE 94407. 20-23 Junho 2005.

ECONOMIDES, M. J. Jr.; WATTERS, L. T.; NORMAN, S. D.: *Petroleum well construction*, John Wiley & Sons, V. 2, 1998, England.

FALCÃO, J. L.; POIATE Jr., E.; COSTA, A. M.; ALVES, I. A. S.; ESTON, S. M.: *Perfuração em formações salinas*. Boletim técnico de produção de Petróleo. Rio de Janeiro. Volume 2, Nº2. Dezembro 2007/Brasil.

GANDELMAN, R. A.; WALDMANN, A. T. A.; ANDRADE, A. R.; MAGALHÃES, J. V.; FERREIRA, M. V. D.; LEAL, R. A. F.; MARTINS, A. L.: *Monitoramento de limpeza de poços em tempo real*. ENAHPE 2006, Brasil.

HAMER, D.; CHEN, D. C. K.: *The trouble with bits – A holistic approach to drilling optimization*. SPE 93910, SPE Europec/EAGE Annual Conference, 13 – 16 June 2005. Madrid/Spain.

HELANDER, D. P.: *Fundamental of formation evaluation*. Tulsa, 1983, Oklahoma/USA.

- HILCHIE, D. W.: Applied openhole log interpretation. Golden Colorado, 1982, Colorado/USA.
- IDAGAWA, L. S.: *Diagnóstico de Problemas de Poços Direcionais*. Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 1990. Dissertação de mestrado.
- INGLIS, T. A.: *Petroleum Engineering and development studies. Volume 2 – Directional drilling*. Graham&Trotman, 1987, Norwell/USA.
- JA Oilfield: Manufacturing products catalog, Oklahoma/USA. 2006. Disponível em: <<http://www.jaoilfield.com/products.html>>. Acesso em: 25 jan. 2010.
- KERN, E.; MALISKA Jr., C. R.; MARTINS, A. L.; GANDELMAN, R. A.; LEAL, R. A. F.; WALDMANN, A. T. A.: *PWDa – uma ferramenta computacional para auxílio na análise de dados de PWD*. ENAHPE 2006/Brasil.
- LEINE, R. I.; Van CAMPEN, D. H.; KEULTJES, W. J. G.: *Stick-slip whirl interaction in drillstring dynamics*. Journal of Vibrations and Acoustics, 2001, Netherland.
- MASON, J. S.; SPRAWLS, B. M.: *Addressing BHA whirl: The culprit mobile bay*. SPE Drilling & Completions Journal, 1998.
- MEIZE, R. A.; YOUNG, M.; HUDSPETH, D. H.; CHESEBRO, S. B.: *Record performance achieved on Gulf of Mexico subsalt well drilled with synthetic fluid*. IADC/SPE 591884. IADC Drilling Conference. 23 – 25 February, 2000. Louisiana/USA.
- MENSA-WILMOT, G.; FEAR, M. J.: *The effect of formation hardness, abrasiveness, heterogeneity and hole size on PDC bit performance*. SPE/IADC 67698, SPE/IADC Drilling conference, 27 Feb. – 1 March 2001. Amsterdam/Netherland.
- MEURIER, A.: *Clays*. Springer Berlin Heidelberg, 2005, German.
- MIURA, K.: *Método para aquisição e representação do conhecimento sobre procedimentos operacionais em serviços de completação de poços marítimos*. Campinas:

Faculdade de Engenharia Mecânica. Departamento de Engenharia de Petróleo. Universidade Estadual de Campinas, 1991. Tese de mestrado.

MIURA, K.; MOROOKA, C. K.; ROCHA, A. F.; ALEGRE, L.: Um método para consolidação da memória institucional: Como obter conhecimento procedimental a partir de boletins diários. 3º. Congresso Latinoamericano de Hidrocarburos – Conexpo/Aprel’92, 1992, Rio de Janeiro/Brasil.

MIURA, K.; GUILHERME, I. R.; MOROOKA, C. K.; MENDES, J. R. P.: *Processing Technical Daily Reports in Offshore Petroleum Engineering – An experience*. Journal Advanced Computational Intelligence and Intelligent Informatics. Vol. 7 N°2, 2003.

MIURA, K; MENDES, J. R. P.; MARTINS, L. F.: *Gerenciamento do conhecimento de campo*. Relatório Interno da Genesis do Brasil. Rio de Janeiro, Março 2009.

MOHRIAK, W. U.: *Tectônica de sal autóctone e alóctone da bacia de Espírito Santo*. In: Encontro técnico de perfuração de sal, 1.; Salvador [Apresentação de trabalhos...]. Rio de Janeiro: Petrobras. RH. UC, 2005. Brasil.

NASCIMENTO, A.; PROHASKA, M.; GONÇALVES, J. L.; HORTA, L. A.: *Problemas de perfuração de camadas de sal na indústria de petróleo*. Petro&Química, nº. 317, 2009, Brasil.

NIZNIK, M. R.; CARSON, A. D.; WISE, K. J.; CARSON, F.: *A new approach to stick-slip management integrating bit design and rotary-steerable – system characteristics*. IADC/SPE 98962, paper presented at IADC/SPE Drilling Conference. 21-23 Feb. 2006, Florida/USA.

PATTILLO, P. D.; COCALES, B. W.; MOREY, S. C.: *Analysis of annular pressure buildup failure during drill ahead*. SPE Drilling & Completion, Number 4, Vol. 21 December, 2006.

RABELO, C. A. C.: *Metodologia para análise de dados de perfuração*. Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 2008. Dissertação de mestrado.

RABELO, C. A. C.; GUILHERME, I. R.; MENDES, J. R. P.; MOROOKA, C. K.; PLÁCIDO, J. C. R.: *An intelligent system for automated classification drilling report*. 18th International Congresso f Mechanical Engineering, 2005. Ouro Preto/Brasil.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T.: *Projeto de poços – Geopressões e Assentamento de colunas de revestimentos*. Editora Interciências: Petrobrás, 2007, Rio de Janeiro/Brasil.

ROCHA, L. A. S.; AZUAGA, D.; ANDRADE, R.; VIEIRA, J. L. B.; SANTOS, O. L. A.: *Perfuração direcional*. Editora Interciências: Petrobrás, 2006, Rio de Janeiro/Brasil.

SANTOS, H.; PLÁCIDO, J. C. R.; OLIVEIRA, J. E.; GAMBOA, L.: *Overcoming hard rock drilling challenges*. 59182 IADC/SPE Drilling Conference, 2000, Louisiana/USA.

SANTOS, O. L. A.: *Segurança de poços em lâmina de água ultraprofundas*. Encontro Nacional de Hidráulica de Perfuração e Completação de Poços de Petróleo e Gás. ENAHPE, 2006/Brasil.

SHEFFIELD, J. S.; COLLINS, K. B.; HACKNEY, R. M.: *Salt drilling in the rock mountain*. Richardson. Society of Petroleum Engineers, 1983. (paper 11374-MS). IADC/SPE Drilling Conference, 20-23 February 1983, New Orleans/USA.

SHORT, J. A.: *Drilling – a source book on oil and gas well drilling from exploration to completion*. PennWell, 1983, Oklahoma/USA.

SIQUEIRA, L. G. P.: *PETROGUIA – Guia técnico de perfuração da Petrobras*. 1989, Rio de Janeiro/Brasil.

SUGIRO, K.: *Rochas sedimentares: propriedades, gênese e importância econômica*. Editora Edgard Blucher, 1980, São Paulo/Brasil.

SUNAL, O.; BILGESU, H. I.; HEASLEY, K. A.; TULU, I. B.: *A look into casing deformation due to plastic behavior of formations*. SPE 117773 Eastern Regional/AAGP Eastern Section, 11 – 15 October 2008, USA.

TAVARES, R. M.: *Interpretação e Análise de dados de Perfuração em poços de petróleo*. Dissertação de mestrado. Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 2006.

TAVARES, R. M.; MENDES, J. R. P.; MOROOKA, C. K.; PLÁCIDO, J. C. R.: *Automated classification system for petroleum well drilling using mud-logging data*. COBEM, 18th International Congress of Mechanical Engineering. 2005, Ouro Preto/Brasil.

OLIVEIRA, P. C. P.; ARRUDA, M. P.; NEGRÃO, A. F.: *Kicks – prevenção e controle*. PETROBRAS. SEDES, 1988/Brasil.

WILSON, S. M.; DRISCOLL, P.; JUDZIS, A.; BLACK, A.; MARTIN, W.; EHGARTNER, B. HINKEBEIN, T.: *Drilling salt formations offshore with sea water can significantly reduce well costs*. IADC/SPE 87216 IADC/SPE Drilling Conference, 2-4 March 2004, Texas/USA.

Anexos

Anexos 1 – Codificação de poços de petróleo segundo a portaria ANP-75 /2000

O nome é constituído de cinco partes referentes à categoria, referência nominal, numeração, tipo e referência geográfica.

I – Primeira parte, Categoria, que define o poço segundo sua finalidade:

a) Poço Exploratório Pioneiro, identificado com o código 1, é aquele que visa testar a ocorrência de petróleo e/ou gás natural em um ou mais objetivos de um prospecto geológico;

b) Poço Exploratório Estratigráfico, identificado com o código 2, é aquele perfurado com a finalidade de conhecer-se a coluna estratigráfica de uma bacia e obter outras informações geológicas de subsuperfície;

c) Poço Exploratório de Extensão, identificado com o código 3, é aquele que visa delimitar a acumulação de petróleo e/ou gás natural em um reservatório;

d) Poço Exploratório Pioneiro Adjacente, identificado com o código 4, é aquele que visa testar a ocorrência de petróleo e/ou gás natural em uma área adjacente a uma descoberta;

e) Poço Exploratório para Jazida Mais Rasa, identificado com o código 5, é aquele que visa testar a ocorrência de jazidas mais rasas do que as já descobertas numa determinada área;

f) Poço Exploratório para Jazida Mais Profunda, identificado com o código 6, é aquele que visa testar a ocorrência de jazidas mais profundas do que as já descobertas numa determinada área;

g) Poço Explotatório de Produção, identificado com o código 7, é aquele que visa drenar uma ou mais jazidas de um campo;

h) Poço Explotatório de Injeção, identificado com o código 8, é aquele destinado à injeção de fluidos visando melhorar a recuperação de petróleo, de gás natural ou a manter a energia do reservatório; e

i) Poço Especial, identificado com o código 9, é aquele que visa permitir uma operação específica que não se enquadra nas situações anteriormente definidas;

II - Segunda parte, Referência Nominal, que estabelece o conjunto de 2 a 4 letras maiúsculas que compõem o nome do poço:

a) A referência nominal, para poços exploratórios, é derivada do nome do operador;

b) A referência nominal, para os poços explotatórios, é derivada do nome do campo de petróleo e/ou gás natural onde se situa o poço; e 5

c) A referência nominal, para poços especiais, é derivada do nome do operador, quando for perfurado em área exploratória, ou é derivada do nome do campo de produção de petróleo e/ou gás natural, quando for perfurado em área explotatória.

III - Terceira parte, Numeração, que numera os poços seqüencialmente:

a) Poços exploratórios recebem a numeração cronológica em função da sua ordem de perfuração, por operador;

b) Poços explotatórios recebem a numeração cronológica de acordo com a seqüência de perfuração nos campos de petróleo e/ou gás natural em que se situam; e

c) Os poços especiais, caso situados em área exploratória, recebem a numeração cronológica obedecendo à seqüência da perfuração na área exploratória, por operador, e os poços especiais, quando situados em campos de petróleo e/ou gás natural, recebem a numeração cronológica de acordo com a seqüência da perfuração nos campos.

IV - Quarta parte, Tipo, que define o poço quanto à sua geometria:

a) Poço Vertical é aquele projetado para atingir os objetivos colimados na vertical que passa pelo centro da mesa rotativa; o Poço Vertical não recebe identificação específica de tipo, a não ser quando é repetido;

b) Poço Direcional, identificado com a letra D, é o poço propositalmente perfurado fora da vertical visando atingir objetivos específicos;

c) Poço Horizontal, identificado com a letra H, é o poço direcional perfurado com a finalidade de atingir e/ou penetrar no objetivo horizontalmente ou subhorizontalmente;

d) Poço Repetido é o poço reperfurado em função da perda do poço original e visando aos mesmos objetivos e/ou alvo; os Poços Repetidos têm a sua identificação modificada acrescentando-se letras do alfabeto ao número do poço, de forma seqüencial, evitando-se as letras D, H e P;

e) Poço Partilhado ou Poço Multilateral, identificado com a letra P, é aquele que aproveita um poço já perfurado, ou parte dele, ou então é perfurado a partir de um poço piloto e que tem objetivos e/ou alvos diferentes do poço aproveitado ou do poço piloto; e

f) Poço Desviado é o poço cuja perfuração ou avaliação foi impedida pela presença de um obstáculo intransponível, sendo necessário um desvio para continuar a perfuração ou a avaliação, com o mesmo objetivo e/ou alvo.

V - Quinta parte, Referência Geográfica, que é o conjunto de letras que identifica a Unidade da Federação onde se localiza o poço; são utilizadas as siglas oficiais do IBGE para as Unidades da Federação; quando o poço localizar-se no mar, acrescenta-se a letra S (submarino) à sigla da Unidade da Federação; a referência geográfica pode ser substituída pela sigla da Bacia Sedimentar, seguida de S (submarino), nos casos em que os limites interestaduais, no mar, não estão perfeitamente estabelecidos.