

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA COLUNA DE PERFURAÇÃO NA
HIDRÁULICA DE POÇOS DE LONGO ALCANCE**

PABLO MARQUES ROCHA

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

Aprovado por:

Prof. Paulo Couto
(Orientador)

Eng. Leonardo Pacheco
(Co-orientador)

Prof. Virgílio Martins Ferreira Filho

**RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
OUTUBRO, 2009**

Dedicatória

Dedico este trabalho especialmente à minha mãe Vânia, que ao longo de todos estes anos de intenso estudo, tem se esforçado e se preocupado incomensuravelmente.

Agradecimentos

Diversas foram as pessoas que me auxiliaram na confecção deste trabalho. Primeiramente, gostaria de agradecer da forma mais sincera ao meu co-orientador Leonardo Pacheco pelo tempo dedicado a mim. Mesmo apesar de seu sempre tão curto tempo disponível, sempre esteve disposto a me auxiliar contribuindo com seu grande conhecimento e didática e dando excelentes idéias para a criação de um projeto de boa qualidade.

Os professores Paulo Couto e Alexandre Leiras, através de seus esforços ao longo da faculdade, foram essenciais em assegurar a qualidade de um curso tão disputado e que irá trazer tantas responsabilidades aos seus profissionais.

Não seria possível este trabalho sem a ajuda do meu pai José Antônio e do meu padrasto Paulo Renato, dos meus amados irmãos Moreno, Maíra, Talita, Paula, Bárbara e da pequena Lulu. Um dos pilares do meu sucesso é a família, e dedico e agradeço este trabalho a toda ela.

Agradeço também a todo o pessoal da Baker Hughes, especialmente ao Augusto Rodrigues, Frank Buzzerio, Sandro Alves, Raul Krasuk, Jeziel Medeiros e Osvan Oliveira pela disponibilidade em tirar minhas dúvidas e a contribuir para o meu crescimento pessoal e profissional ao longo deste período.

Sumário

Dedicatória.....	ii
Agradecimentos.....	iii
Lista de Tabelas.....	x
Resumo.....	xi
Abstract.....	xii
1 Introdução	1
1.1 Objetivos.....	2
1.2 Justificativas	4
1.3 Metodologia.....	4
2 Perfuração Direcional	6
2.1 Aplicações de Poços Direcionais.....	7
2.1.1 Poços Direcionais Usados para Atingir Alvos de Difícil Acesso:	7
2.1.2 Poços Direcionais de Desvio (<i>Sidetracks</i>):	7
2.1.3 Poços Direcionais Perfurados a partir de uma Plataforma Única:.....	8
2.1.4 Poços Direcionais Para Controle de Blowout:	9
2.1.5 Poços Multilaterais e Horizontais:.....	10
2.2 Definições Básicas.....	12
2.3 Sistemas de Referência.....	14
2.4 Planejamento Direcional	16
2.4.1 Tipos de Trajetória Direcional.....	17
2.4.1.1 Trajetória Tipo I (<i>Build-Hold</i>).....	18
2.4.1.2 Trajetória Tipo II (ou S)	21

2.4.1.3	Trajecória de Poços Horizontais	23
2.4.1.4	Trajecória Direcional <i>Designer Wells</i> (3D)	24
2.4.2	Coluna de Perfuração Direcional.....	25
2.4.2.1	Motores de Deslocamento Positivo (PDM).....	28
2.4.2.2	Turbinas	30
2.4.2.3	Sistemas MWD (<i>Measurement While Drilling</i>) e LWD (<i>Logging While Drilling</i>).....	31
2.4.2.4	Sistemas <i>Steerable</i>	32
2.4.2.5	Sistema <i>Rotary Steerable</i> (RSS – <i>Rotary Steerable System</i>).....	35
2.4.2.6	Sistema <i>Rotary Steerable</i> com Motor de Fundo.....	37
3	Perfuração de Poços <i>Extended Reach</i>	39
3.1	Apresentação	39
3.2	Planejamento de poços <i>Extended Reach</i>	41
3.2.1	Seleção de diâmetros de poço:.....	41
3.2.2	Trajecória Direcional	42
3.2.3	Revestimentos.....	43
3.2.4	Seleção de Fluidos de Perfuração.....	44
3.2.5	Poços “ <i>Negative Weight</i> ”	44
3.2.6	Coluna.....	45
3.2.7	Avaliação de Formações.....	45
3.3	Limpeza de Poço	46
3.4	Hidráulica e ECD	52
3.5	Torque, Arraste e Flambagem	58
3.5.1	Torque e Arraste (<i>Torque e Drag</i>).....	58
3.5.2	Flambagem (<i>Buckling</i>)	61

3.6	Tecnologias e Ferramentas Especiais	65
3.6.1	Perfuração Direcional	65
3.6.1.1	Motores Steerable	65
3.6.1.2	Estabilizadores Ajustáveis	65
3.6.1.3	Ferramentas <i>Rotary Steerable</i> (RST)	66
3.6.1.4	Estabilizadores Rotativos Próximos à Broca.....	66
3.6.1.5	Ferramentas <i>At-Bit Inclination</i> (ABI).....	66
3.6.2	Tecnologia MWD	67
3.6.2.1	Vibrações Multi-axiais em Tempo Real.....	67
3.6.2.2	Pressão Anular em Tempo Real (<i>Pressure While Drilling</i> – PWD) ..	68
3.6.2.3	<i>Downhole</i> WOB / <i>Downhole</i> Torque	69
3.6.2.4	Caliper MWD	69
3.6.2.5	Giroscópios de MWD	70
4	Estudo de Caso	71
4.1	Introdução e Contextualização	71
4.2	Resultados e Discussão.....	79
4.2.1	Fase 12 ¼”	79
4.2.2	Fase de 8 ½”	82
5	Conclusões e Recomendações	87
	Referências Bibliográficas	89
	Anexos	92

Lista de Figuras

Figura 2.1: Causas de Poços Direcionais (Fonte: THOMAS et alli, 2001)	7
Figura 2.2: Poço Direcional Exploratório (Fonte: ROCHA et alli, 2008)	8
Figura 2.3: <i>Cluster</i> submarino com 8 poços direcionais. (Fonte: ROCHA et alli, 2008)	9
Figura 2.4: Exmplo de <i>blowout</i> no mar.	10
Figura 2.5: Perfuração de poço de alívio (Fonte: ROCHA et alli, 2008)	10
Figura 2.6: Poços Multilaterais e Horizontais.....	11
Figura 2.7: Otimização do posicionamento do poço produtor através do piloto	12
Figura 2.8: Esquema típico de um poço direcional (Fonte: ROCHA et alli, 2008).....	13
Figura 2.9: Visualização da orientação da <i>toolface</i> (γ). <i>Highside</i> é o lado alto do poço (Fonte: ROCHA et alli, 2008)	14
Figura 2.10: Zonas de Projeção Mercator Transverso - Zonas UTM (Fonte: www.colorado.edu)	15
Figura 2.11: Intervalo de valores <i>northing</i> e <i>easting</i> para cada zona UTM (Fonte: www.maptools.com).....	16
Figura 2.12: Esquema de cálculo da trajetória tipo I (Fonte: ROCHA et alli, 2008)....	19
Figura 2.13: Trajetória tipo II (Fonte: ROCHA et alli, 2008)	21
Figura 2.14: Prisão por <i>chaveta</i> (Fonte: www.slb.com).....	23
Figura 2.15: Esquema de cálculo do poço horizontal com 2 seções de <i>buildup</i> (Fonte: ROCHA et alli, 2008).....	23
Figura 2.16: <i>Designer Wells</i> (Fonte: http://www.offshore-mag.com/)	25
Figura 2.17: <i>Whipstock</i>	26
Figura 2.18: BHA para ganhar ângulo. (Fonte: ROCHA et alli, 2008)	27
Figura 2.19: Exemplos de BHA com dois ou três estabilizadores, (A) e (B), respectivamente. (Fonte: ROCHA et alli, 2008)	28
Figura 2.20: BHA sem estabilizador perto da broca (Fonte: ROCHA et alli, 2008)....	28
Figura 2.21: <i>Bent sub</i> (Fonte: ROCHA et alli, 2008)	29
Figura 2.22: Motor de fundo (Fonte: Halliburton).....	30
Figura 2.23: Turbina (Fonte: ROCHA et alli, 2008)	31
Figura 2.24: Esquema ilustrativo de posicionamento dos sensores de LWD e MWD em um BHA (Fonte: ROCHA et alli, 2008)	32

Figura 2.25: Motor Série Ultra da Baker Hughes Inc. O <i>AKO sub</i> representa o bent housing. (Fonte: Baker Hughes).....	33
Figura 2.26: Modo Orientado em um sistema <i>Steerable</i> (Fonte: Baker Hughes).....	34
Figura 2.27: Modo Rotativo em um sistema <i>Steerable</i> (Fonte: Baker Hughes).....	34
Figura 2.28: Prisão por diferencial. (Fonte: <i>Schlumberger</i>).....	35
Figura 2.29: <i>Push-the-bit</i> . Detalhe para uma das <i>ribs</i> , responsáveis por “empurrar” a ferramenta contra a formação (Fonte: Baker Hughes).....	36
Figura 2.30: <i>Point the bit</i> (Fonte: Halliburton).....	37
Figura 2.31: Conjunto <i>Rotary Steerable</i> e motor de fundo.....	38
Figura 3.1: Movimentação de cascalhos em diversas seções de um poço horizontal (Fonte: ROCHA <i>et alli</i> , 2008).....	47
Figura 3.2: Esquema do sistema de circulação de uma sonda. (Fonte: ROCHA <i>et alli</i> , 2008).....	53
Figura 3.3: Exemplo de hidráulica em um poço de 12 ¼” para diferentes <i>drillpipes</i> (Fonte: MIMS <i>et alli</i> , 2003).....	55
Figura 3.4: ECD da fase de 8 ½” de um poço horizontal abaixo da sapata de 9 5/8” (Fonte: ROCHA <i>et alli</i> , 2008).....	56
Figura 3.5: Tipos de flambagem (Fonte: ROCHA <i>et alli</i> , 2008).....	61
Figura 3.6: <i>Roller Bearing Sub</i> (Fonte: Stable Services).....	64
Figura 3.7: <i>Roller Centralizer</i> (Fonte: Weatherford).....	64
Figura 4.1: Assentamento de sapatas.....	73
Figura 4.2: Trajetória 1.....	74
Figura 4.3: Trajetória 2.....	75
Figura 4.5: Tecnologias direcionais.....	78
Figura 4.6: Hidráulica trajetória 1 – Fase 12 1/4”.....	79
Figura 4.7: Hidráulica trajetória 2 – Fase 12 ¼”.....	80
Figura 4.8: Fluxograma trajetória 1 – fase 12 ¼”.....	81
Figura 4.9: Fluxograma trajetória 2 – fase 12 ¼”.....	81
Figura 4.10: Hidráulica trajetória 1 – Fase 8 ½”.....	82
Figura 4.11: Perdas de carga fase 8 ½” com motor de fundo para a trajetória 1. Observa-se a grande perda pressão no espaço anular.....	83
Figura 4.12: Hidráulica trajetória 2 – Fase 8 ½”.....	83
Figura 4.13: Perdas de carga no anular para o trajetória 2, fase 8 ½” e <i>drillpipes</i> de 6 5/8”.....	84

Figura 4.14: Fluxograma trajetória 1 – fase 8 ½”	85
Figura 4.15: Fluxograma trajetória 2 – fase 8 ½”	85

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Classificação da trajetória quanto ao afastamento (Fonte: ROCHA et alli, 2008).....	39
Tabela 3.2: Valores típicos de vazão e ROP para diferentes diâmetros de poço. (Fonte: MIMS et alli, 2003)	49
Tabela 3.3: Fatores de Fricção por tipo de fluido a poço revestido e a poço aberto. (Fonte: Landmark).....	60
Tabela 3.4: Tipos de vibração em perfuração direcional (Modificado de MIMS <i>et alli</i> , 2003).....	68
Tabela 4.1: Trajetória 1.....	73
Tabela 4.2: Trajetória 2.....	74
Tabela 4.3: BHA fase de 12 ¼” para trajetória 1.	77
Tabela 4.4: BHA fase de 8 ½” para a trajetória 2.	78

Resumo

A perfuração direcional corresponde a uma das principais técnicas atualmente empregadas em poços de petróleo. Com ela é possível alcançar objetivos complexos e distantes, além de promover uma maior produtividade dos reservatórios através da maior área exposta ao poço.

O aumento da escassez de recursos naturais leva a indústria a buscar combustível fóssil em locais cada vez mais remotos. Desse modo, surgiram os chamados *extended reach wells*, ou poços de longo afastamento.

A construção destes poços é geralmente onerosa e, a falta de ferramentas e equipamentos é algo relativamente comum na indústria. Os tubos de perfuração influenciam severamente na perfurabilidade de um poço, principalmente daqueles que possuem grandes afastamentos em que grande parte da coluna permanece em contato com o fluido e com a parede do poço.

O tipo de tecnologia de controle direcional poderá ou não ser utilizada partindo-se das capacidades máximas de bombeio da sonda e, também dependendo do tipo dos tubos de perfuração a serem descidos no poço. Com isso, acredita-se na necessidade de se entender melhor o comportamento dos *drillpipes* e a sua influência na escolha da tecnologia direcional.

Palavras-chave: *Extended Reach Wells*, ERW, perfuração direcional, coluna de perfuração, hidráulica.

Abstract

The directional drilling is one of the main techniques currently used in oil wells. With it is possible to achieve complex and far objectives, and to increase reservoir productivity due to their larger exposed area to the well.

The increasing lack of natural resources leads to the fossil fuel industry to get into more remote locations. Thus arose the so-called extended reach wells.

The construction of these wells is usually expensive, and the lack of tools and equipment is relatively common in the industry. Drillpipes severely influence the well capacity of being drilled, especially those with large displacement, in which a large part of the column remains in contact with the fluid and the wellbore. The type of directional control technology may or may not be used starting from the maximum pumping capacity of the rig and also depending on the type of drill pipe to be lowered into the well. Thus, it is believed there is a need for a better comprehension of the behavior of drillpipes and its influence on the choice of directional technology.

Keywords: extended reach wells, directional drilling, drillpipes, hydraulics.

1 Introdução

A extração de petróleo é uma atividade de suma importância para o Brasil, especialmente para o Estado do Rio de Janeiro, tendo sido responsável pela produção de cerca de 4,56 bilhões de boe (barris de óleo equivalente) de petróleo desde Janeiro de 2000 até o mês de maio de 2009 e pela produção de 438 milhões boe de gás natural no mesmo período. Esta produção gerou a arrecadação de cerca de R\$ 11 bilhões em *royalties* aos estados e municípios (Fonte: Agência Nacional do Petróleo - ANP).

O contínuo desenvolvimento de novas ferramentas e equipamentos de perfuração direcional está intimamente ligado às distâncias perfuradas cada vez maiores. Idéias inovadoras e práticas muitas vezes pouco convencionais tiveram um papel importante em tornar poços direcionais de grandes inclinações e horizontais o padrão utilizado na indústria. A principal motivação para tais esforços é o grande aumento da produtividade gerada ao se perfurar estes tipos de poços, já que, o seu uso possibilita o alcance de uma maior extensão do reservatório ou o acesso a locais de difícil acesso.

A perfuração de um poço direcional de grande afastamento é geralmente mais complexa e mais onerosa que um poço direcional convencional quando se compara o seu custo unitário. Porém diversos são os benefícios gerados com o uso destes poços. Com eles é possível a eliminação de uma sonda *offshore*, perfurando-se a partir de uma plataforma em terra por exemplo. Além disso, pode-se citar a minimização do impacto ambiental através da consolidação de facilidades localizadas em uma menor quantidade de locações e a menor probabilidade de obstrução dos *pipelines* e *flowlines* devido à menor quantidade de linhas submarinhas.

Atualmente há registros na indústria de poços com afastamentos de até 40000 ft (cerca de 12,2 km). MEADER (2000) apresenta o caso recorde do campo de Wytch Farm localizado na costa sul da Inglaterra, em que um poço de cerca de 11,3 km foi perfurado. Ressalta que é fundamental para o sucesso das operações a adoção contínua de novas tecnologias, algo que levou o time a ganhar mais confiança no gerenciamento dos riscos associados e a reduzir o tempo de resposta a situações imprevistas.

Em junho de 2004 a ANP aprovou o plano de desenvolvimento do campo de Serra, no Rio Grande do Norte. Este campo é a prova de que o Brasil já domina a tecnologia de perfuração de poços de longo afastamento – freqüentemente considerados os que apresentam relação entre afastamento horizontal e profundidade vertical superior a dois. O campo tem seus 11 poços perfurados (9 produtores e 2 injetores) e completados a partir do litoral, como poços direcionais de longo alcance localizados abaixo da linha d'água, com afastamentos de até 2500 metros. (Fonte: ANP)

Segundo o Plano de Negócios da Petrobras, a empresa planeja produzir em 2013 o equivalente a 3,32 milhões boe/dia de óleo e gás a um investimento de cerca de R\$ 3,3 bilhões somente em exploração e produção. Neste mesmo ano será posto em produção o campo de Papa-Terra pela Petrobras em parceria com a Chevron. O campo contém acumulações de óleo extra-pesado em lâmina d'água profunda e será utilizada uma plataforma do tipo TLWP (*Tension Leg Well Platform*) com poços de longo alcance (Fonte: Petrobras e Jornal do Comercio).

1.1 Objetivos

Os objetivos desta monografia tornam-se bastante relevantes na medida em que o desenvolvimento do Estado, com o conseqüente aumento dos poços perfurados, leva à necessidade primordial de uma ordenação da atividade de perfuração de poços de grandes afastamentos pela indústria e pelos órgãos reguladores.

Diante do panorama atual da indústria do petróleo, o acesso aos reservatórios tem se tornado cada vez mais difícil ao passo que as reservas vêm ficando mais escassas e sua localização mais complicada. Com o avanço tecnológico, foi possível introduzir um novo conceito na perfuração desses poços, ao qual dá-se o nome de *Extended Reach Wells* (ERW) ou simplesmente poços de grande afastamento. Estes poços, devido ao seu complexo processo de construção, têm alto custo de perfuração associado a riscos em potencial.

Devido à grande procura, as empresas tem aguardado longos períodos por aluguéis de uma sondas de perfuração. Os projetos têm sido adequados às sondas disponíveis no mercado e, muitas vezes, sofrem adaptações. Poços de longo afastamento

têm como principais problemas as grandes perdas de carga do fluido ao longo de seu caminho até a broca.

Tendo em vista as premissas acima, formulam-se as seguintes questões: Quais os principais desafios na perfuração de poços ER e de que forma mitigar os seus efeitos em um projeto de perfuração? De que forma a coluna de perfuração influencia na nas perdas de carga do poço?

Ao longo do trabalho estas questões serão respondidas. Sua construção será calcada a partir de uma abordagem qualitativa e quantitativa, citando os principais problemas decorrentes da perfuração de um poço de petróleo de longo alcance e as formas de mitigação dos efeitos causados pelas condições adversas a que está submetido. Também serão apresentadas ferramentas e equipamentos avançados utilizados em campo, bem como práticas recomendadas pela indústria.

Objetivo principal:

- Estudar a viabilidade de aplicação da tecnologia de RSS e motor de fundo e a influência da coluna de perfuração nas perdas de pressão do poço de forma a fornecer um guia básico de escolha dos *drillpipes* em poços de longo afastamento.

Objetivos secundários:

- Identificar os principais desafios na perfuração de poços ER e definir de que forma seus efeitos podem ser mitigados em um projeto de perfuração.
- Apresentar conceitos básicos fundamentais à perfuração direcional;
- Enunciar os tipos de poços existentes e as condições de sua utilização;
- Identificar condições adversas que podem surgir durante a perfuração, criando um guia que possa auxiliar engenheiros e estudantes da área a melhor compreender o comportamento destes tipos de poços;
- Fazer uma análise em *software* relacionando as interações entre os tubos de perfuração e a hidráulica do poço.

1.2 Justificativas

Como pode ser observado no site do Prêmio Petrobras de Tecnologia, a perfuração de poços de longo afastamento é um desafio exploratório no Brasil, o que foi um fator de importância na decisão do tema a ser abordado.

A carência de artigos e livros em língua portuguesa é algo notório, o que indica, de certa forma, a restrita aplicação destes tipos de poços no nosso país. O presente trabalho poderá despertar a curiosidade das diversas partes e servirá como fonte, tanto do ponto de vista teórico como operacional, já que apresenta as noções teóricas e os conceitos praticados na indústria.

1.3 Metodologia

A metodologia de pesquisa adotada é basicamente composta por pesquisa bibliográfica em livros, artigos da SPE (*Society of Petroleum Engineers*), revistas técnicas e consulta a profissionais da área.

O capítulo 1 destina-se a contextualizar o estudo através de exemplos e citações de investimentos que foram realizados e que ainda serão feitos por algumas empresas no Brasil e no mundo. Nele também estão contidos os objetivos a serem atingidos ao final do trabalho e as razões pelas quais o tema foi escolhido.

No segundo capítulo são apresentados os conhecimentos básicos da perfuração direcional como aplicações de poços direcionais, definições básicas, sistemas de referência e planejamento direcional. A principal fonte de consulta utilizada foi ROCHA *et alli* (2008).

O capítulo 3 discorre sobre os poços *extended reach* e aborda tópicos como: limpeza de poço, hidráulica e ECD, torque, arraste e flambagem, assim como ferramentas e tecnologias utilizadas. A principal fonte de consulta na confecção deste capítulo é MIMS *et alli* (2003).

O estudo de caso descrito no capítulo 4 é resultado de uma simulação de dois poços fictícios, o primeiro com 5400 m e o segundo com 6600 m de afastamento em relação à cabeça do poço. A intenção é apresentar a relação da coluna de perfuração com as perdas de carga do poço, fornecendo um critério básico para a sua escolha.

O último capítulo apresenta as conclusões obtidas após as simulações e apresenta algumas respostas aos objetivos previamente enunciados, além de recomendações para possíveis trabalhos futuros.

2 Perfuração Direcional

A perfuração direcional consiste no processo de se direcionar o poço ao longo de uma dada trajetória até um alvo pré-determinado. Segundo ROCHA *et alli* (2008), é uma técnica utilizada na fase exploratória e explotatória de um campo de petróleo, em que as coordenadas da cabeça do poço diferem das dos objetivos. Este fato é de grande interesse para a indústria, pois permite, por exemplo, que um menor número de plataformas seja utilizado, ao passo que os poços direcionais são todos conectados em um ponto só, reduzindo custos de linhas de produção e equipamentos submarinos.

Mesmo na perfuração vertical a broca se move em direções diferentes às do eixo, dificultando o controle da trajetória. Tais razões podem compreender fatores operacionais, inclinação das camadas de sedimentos e a heterogeneidade das formações. Caso a tendência das camadas seja conhecida, a sonda pode ser deslocada de modo a permitir que os desvios causados durante a perfuração sejam alcançados. Segundo ROCHA *et alli* (2008), essa técnica vem sendo largamente utilizada em poços de terra na Bahia, onde áreas com muitas falhas geológicas provocam afastamentos consideráveis dos poços com relação à linha vertical que passa pelo objetivo.

Por apresentar diversas vantagens em relação aos poços verticais, a utilização de poços direcionais nas estratégias de produção tem sido um importante tema de estudo na indústria petrolífera. O mesmo autor menciona que, no início da década de 90, devido ao surgimento de novas tecnologias aplicadas a poços horizontais, foram perfurados os primeiros poços horizontais no Brasil. Hoje, é uma das tecnologias mais comuns, e cerca de 50% dos poços marítimos direcionais perfurados por ano no Brasil são poços horizontais.

De acordo com JOSHI (1987), o interesse na aplicação de poços horizontais tem sido acelerado devido ao melhoramento nas tecnologias de perfuração e completação desses poços, já que os mesmos geram aumento na eficiência e na economicidade da recuperação dos hidrocarbonetos.

2.1 Aplicações de Poços Direcionais

Atualmente os poços direcionais são capazes de atender aos mais diversos objetivos e, geralmente, aplicam-se a casos onde há dificuldades em se posicionar a sonda ou em locais que apresentam restrições ambientais como, por exemplo, áreas urbanas e regiões próximas a aquíferos e corpos d'água; e em casos de ordem econômica onde, por exemplo, é possível a utilização de uma sonda em terra em substituição a uma marítima situada em lâmina d'água rasa, com os poços direcionais todos conectados a uma única estrutura.

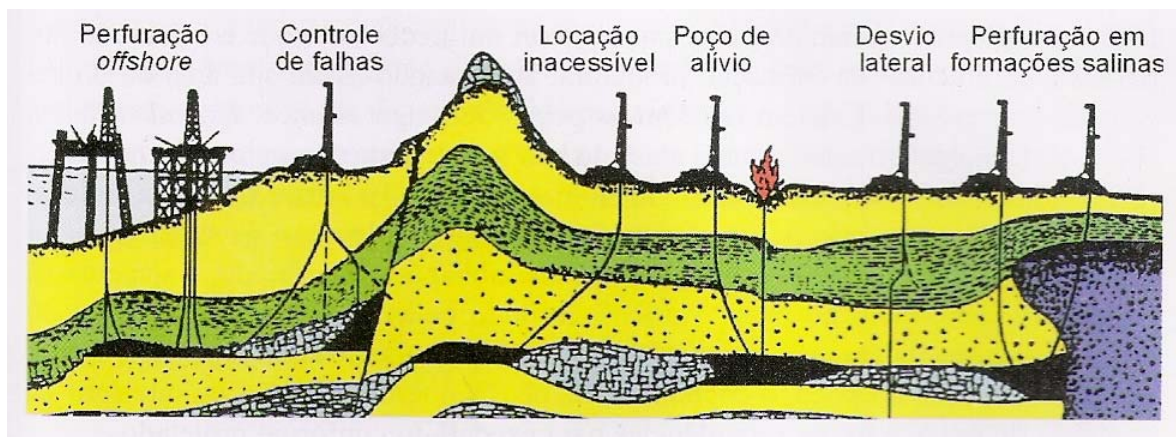


Figura 2.1: Causas de Poços Direcionais (Fonte: THOMAS et alli, 2001)

2.1.1 Poços Direcionais Usados para Atingir Alvos de Difícil Acesso:

Podem ser aplicados a, por exemplo: perfuração de terra para um alvo marítimo, alvo situado abaixo de áreas urbanas, em áreas inóspitas e sob montanhas. Praticamente todas as situações poderiam ser resolvidas utilizando poços posicionados diretamente sobre o objetivo, porém levaria, sem dúvida, a uma onerosidade exagerada do projeto.

2.1.2 Poços Direcionais de Desvio (*Sidetracks*):

De acordo com ROCHA *et alli* (2008), poços direcionais de desvio ou *sidetrack* é uma técnica típica de perfuração, que consiste em um desvio feito a partir de um poço anteriormente perfurado. Podemos citar alguns exemplos, como o reaproveitamento de um trecho do poço no caso de não se atingir o alvo na primeira perfuração e a reperfuração de poços perdidos. Para o caso de poços exploratórios, um *sidetrack* pode ser perfurado caso o poço original não tenha atingido a formação desejada devido a uma falha, por exemplo. Assim, a seção inferior do poço é cimentada e é feito o desvio em direção ao segundo objetivo. Essa é uma forma de tornar o trabalho econômico, aproveitando parte do poço que havia sido previamente perfurada (cabeça de poço, revestimentos, fluido, brocas, etc.)

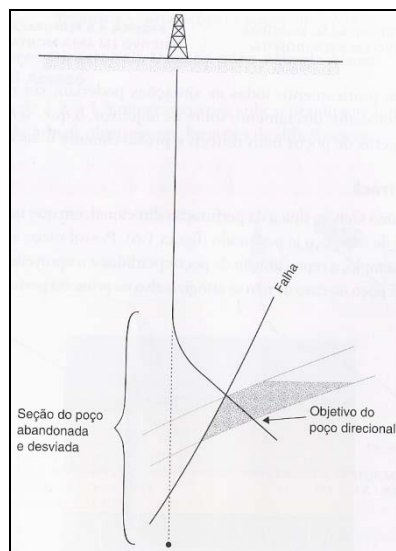


Figura 2.2: Poço Direcional Exploratório (Fonte: ROCHA et alli, 2008)

2.1.3 Poços Direcionais Perfurados a partir de uma Plataforma Única:

São perfurados poços em diferentes direções a partir de um *cluster*, equipamento mostrado de acordo com a figura abaixo.

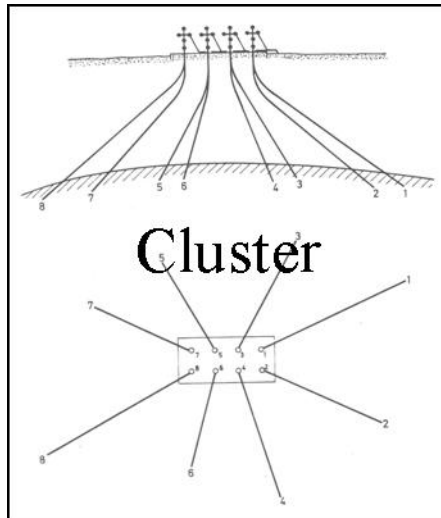


Figura 2.3: Cluster submarino com 8 poços direcionais. (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

A distância entre cada poço gira entre 5 e 10m. Neste caso, a utilização de poços direcionais auxilia na redução de custos com equipamentos submarinos, como linhas de escoamento e árvores de natal, além do uso de sondas mais baratas colocadas sobre plataformas fixas. Outra vantagem refere-se à melhora do escoamento do óleo e ao menor tempo de movimentação da sonda de um poço até outro.

Duas outras importantes aplicações são a possibilidade de se perfurar poços para se delimitar o reservatório ou para investigação de reservatórios adjacentes.

2.1.4 Poços Direcionais Para Controle de Blowout:

Um *kick* é caracterizado quando a pressão de poros ultrapassa a pressão hidráulica no fundo do poço. Em casos em que não é possível conter a invasão de fluidos para o poço e ocorrem grandes erupções na superfície, dá-se o nome de *blowout*.



Figura 2.4: Exmplo de *blowout* no mar.

Muitos *blowouts* ocorrem de forma catastrófica, podendo a inviabilizar a continuação da perfuração. Nesses casos, uma alternativa é a perfuração de um poço de alívio de modo a atingir o poço em *blowout*, controlando-o.

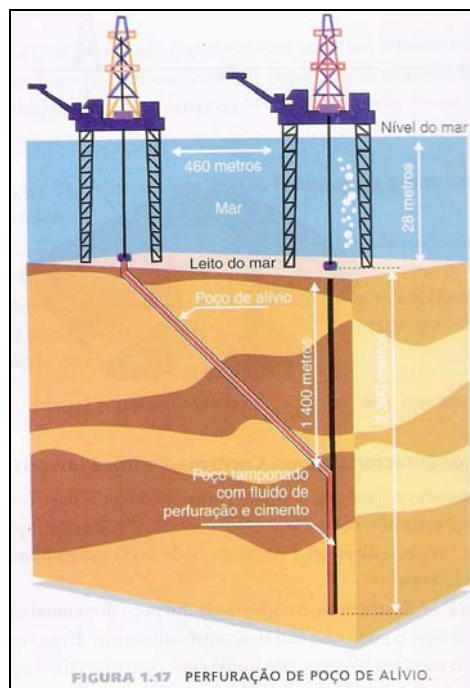


Figura 2.5: Perfuração de poço de alívio (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

2.1.5 Poços Multilaterais e Horizontais:

A introdução da tecnologia direcional possibilitou o desenvolvimento de uma nova e complexa técnica, a perfuração de poços multilaterais. Estes poços constituem-

se, segundo ROCHA *et alli* (2008), de “pernas” ou “ramos” perfurados a partir de um mesmo poço, chamado poço origem ou poço mãe.

A aplicação de poços direcionais para o desenvolvimento de multilaterais representa grandes desafios para a indústria. De acordo com RIXSE (2002), a tecnologia de CTD (*Coil Tubing Drilling*) tem apresentado bons resultados na perfuração de poços multilaterais.



Figura 2.6: Poços Multilaterais e Horizontais

Os poços horizontais são aqueles que atingem ângulos próximos a 90° . Têm sido bastante utilizados atualmente e as principais razões para perfurá-los são, de acordo com ROCHA *et alli* (2008):

- Aumentar a área exposta ao fluxo de hidrocarbonetos.
- Reduzir as quedas de pressão.
- Reduzir possibilidade de ocorrência de cone de água ou gás, já que a queda de pressão no poço horizontal é menor que aquela que ocorre no poço vertical quando ambos estão produzindo na mesma vazão.
- Propiciar maior interceptação das fraturas horizontais em reservatórios fraturados e baixas permeabilidade e porosidade.
- Viabilizar a exploração de formações fechadas ou que contenham óleo pesado, por aumentar a área exposta ao fluxo. Muitas vezes a exploração desses tipos de formação era considerada inviável comercialmente devido às baixas vazões conseguidas pela técnica de perfuração vertical convencional.

- Aumentar a eficiência das técnicas de recuperação secundária, já que uma maior área de drenagem pode responder melhor à injeção de vapor ou de água.
- Retardar o avanço do contato óleo-água ou gás-óleo.
- Viabilizar economicamente a exploração de campos offshore, onde o posicionamento das plataformas marítimas de produção é crítico devido às condições adversas do mar.

Em diversos casos, um poço piloto é perfurado anteriormente ao horizontal, com o intuito de verificar as características do reservatório, tais como: topo e base, regiões de contato água/óleo e gás/óleo e as profundidades de melhor permeabilidade. Com isso é possível se ter uma idéia da melhor posição do poço horizontal no reservatório, normalmente desviado a partir do piloto.

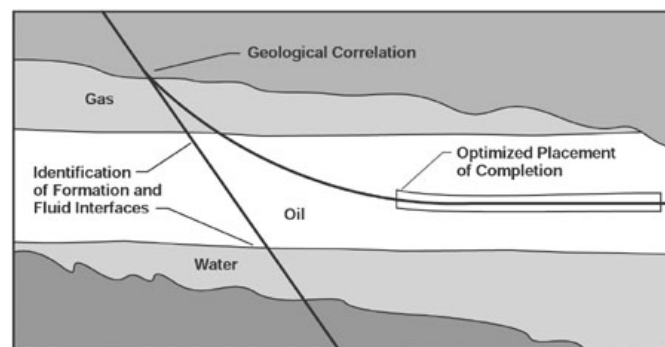


Figura 2.7: Otimização do posicionamento do poço produtor através do piloto

2.2 Definições Básicas

Esta seção se detém a apresentar as definições básicas necessárias para uma boa compreensão dos termos e conceitos utilizados no decorrer do trabalho.

De acordo com ROCHA *et alli* (2008), um poço é classificado como direcional quando a linha vertical que passa pelo objetivo (*target*) localiza-se a uma certa distância horizontal da cabeça do poço. Esta distância é denominada *afastamento*. A *trajetória direcional* representa o caminho percorrido pela broca ao longo do seu caminho desde o início até a profundidade final.

Outros dois conceitos fundamentais e extensivamente utilizados no planejamento de poços direcionais são o MD (*Measured Depth*) e o TVD (*True Vertical Depth*). A profundidade medida (PM ou MD) representa a distância que a broca percorre ao longo da trajetória direcional, e a profundidade vertical (PV ou TVD) constitui a distância vertical da mesa rotativa à broca em um dado ponto.

O *objetivo* é o ponto no espaço em que a trajetória deve atingir e é definido, geralmente, pelo geólogo ou pelo engenheiro de reservatório.

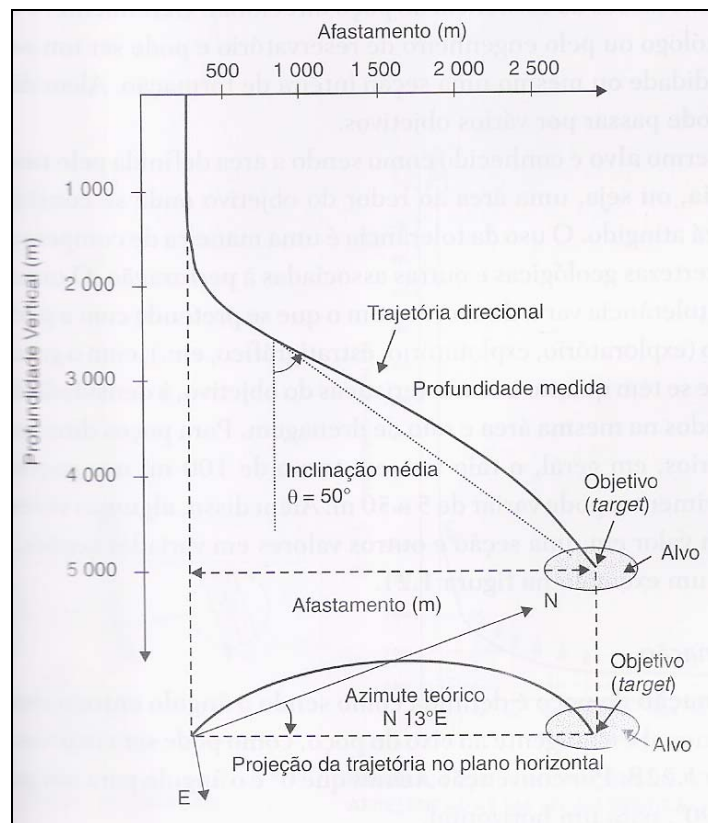


Figura 2.8: Esquema típico de um poço direcional (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

Como podemos observar na figura acima, a *inclinação* é definida pelo ângulo, medido em graus, entre a tangente ao eixo do poço e o vetor gravitacional local. Considera-se um poço vertical aquele que possui inclinações próximas a 0° e um poço horizontal sendo o que apresenta inclinações de aproximadamente 90° .

O *azimute* é definido como o ângulo formado entre a projeção horizontal do poço e o norte de referência (norte verdadeiro, magnético ou *grid* norte) e varia de 0° a 360° no sentido horário. Também pode ser medido a partir dos quadrantes NE, SE, NW

e SW de um círculo trigonométrico, que variam de 0° a 90° . O ZERO localiza-se tanto no Norte como no Sul.

Outro fator de extrema importância no controle direcional é a orientação da *tool face*. É definida como o ângulo formado pela face da ferramenta direcional e o lado alto do poço (*highside*) do poço.

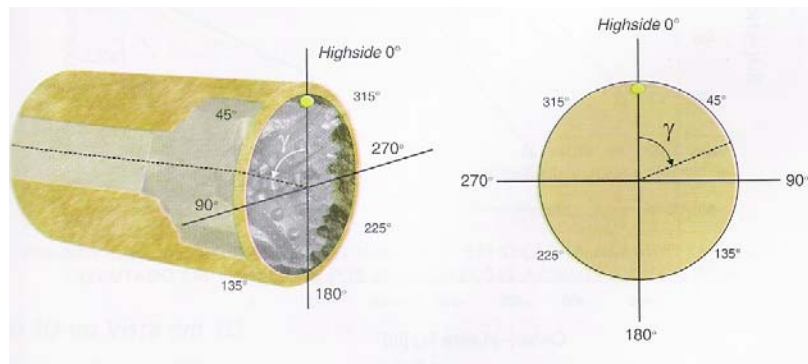


Figura 2.9: Visualização da orientação da *toolface* (γ). *Highside* é o lado alto do poço (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

2.3 Sistemas de Referência

Coordenadas são elementos que servem para determinar a posição de um ponto em relação a um sistema de referência, o que serve de auxílio à equipe de perfuração a saber a posição do poço enquanto é perfurado.

O sistema de coordenadas geográficas é provavelmente o mais familiar para a maioria das pessoas. Nele, todos os pontos da superfície terrestre são localizados pelo cruzamento de duas linhas imaginárias separadas em intervalos regulares. São elas: latitude (paralelos) e longitude (meridianos).

As latitudes, ou paralelos, são as linhas paralelas ao Equador. A linha do Equador localiza-se exatamente no meio dos dois pólos terrestres e representa o ângulo 0° de latitude. Esses ângulos variam de 0° a 90° tanto para o Norte quanto para o Sul.

As longitudes, ou meridianos, são linhas paralelas ao meridiano de Greenwich que variam de 0° a 180° , para leste e oeste. O nome deve-se a um acordo internacional

estabelecido em 1884, que referenciou o Observatório Astronômico Real Inglês, localizado na cidade de Greenwich, Inglaterra, como o meridiano inicial, ou zero.

Segundo ROCHA *et alli* (2008), na indústria do petróleo os sistemas de referência geodésicos ou terrestres são largamente utilizados. Estes sistemas podem representar superfícies tanto esféricas (geodésicas) como planas (projeções). O principal deles é a chamada Projeção Mercator Transverso (*UTM – Universal Transverse Mercator*), sendo um dos mais utilizados no mundo.

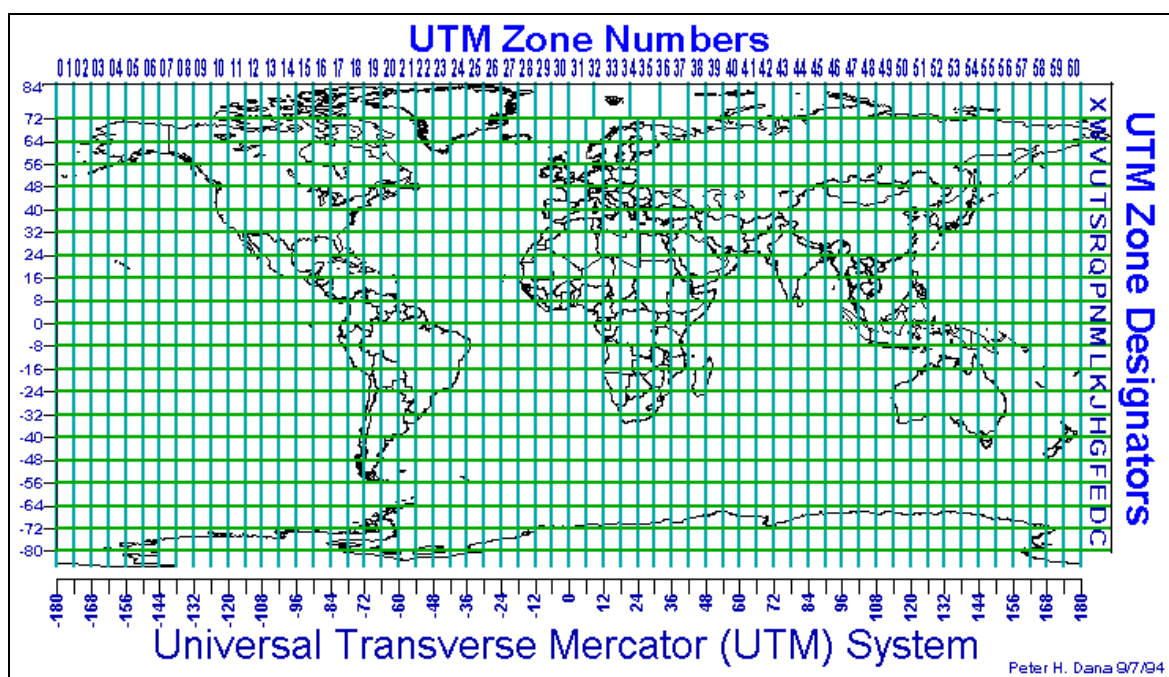


Figura 2.10: Zonas de Projeção Mercator Transverso - Zonas UTM (Fonte: www.colorado.edu)

No método UTM a superfície terrestre é representada por uma casca de cilindro que a envolve pelo meridiano. Cada seção da projeção plana é chamada “zona” e possui 6° de largura. Existem 60 zonas que cobrem a terra entre 84° norte e 80° sul, sendo as áreas polares não representadas. A primeira zona parte do meridiano de 180° a oeste do meridiano central, conforme a figura abaixo.

As posições de um ponto em coordenadas UTM dependem de três elementos: a zona em que se encontra, o *easting* e o *northing*.

As coordenadas UTM são estabelecidas de acordo com a seguinte forma:

- *Northing*: mede-se sempre a partir da linha do Equador. Inicia-se em zero metro e os valores aumentam a partir do Equador para a direção norte, chegando a 10 000 000 m em 84°N. No extremo sul (80°S) o valor atinge 0 m, subindo em direção ao Equador até 10 000 000 m.
- *Easting*: os valores variam de 0 a 1 000 000 m, partindo de oeste. No meridiano central (na zona em questão), o valor corresponde a 500 000 m.

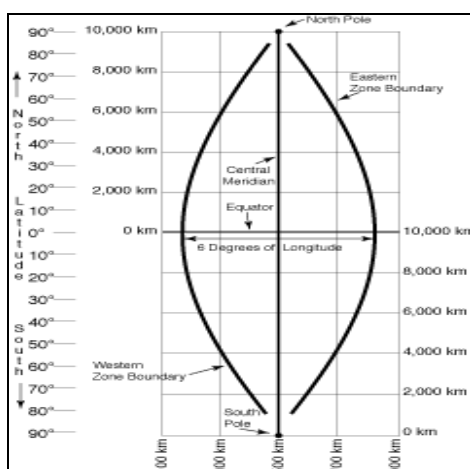


Figura 2.11: Intervalo de valores *northing* e *easting* para cada zona UTM (Fonte: www.maptools.com)

Além das coordenadas UTM, são também utilizados pelos profissionais direcionais os sistemas locais de referência. Estes sistemas possuem uma clara relação entre outros sistemas de referência, incluindo o sistema de coordenadas polares (expressos em distância e direção) e cartesianas ou retangulares (expressos em distâncias relativas ao longo dos eixos X, Y e Z, sendo que a origem localiza-se no centro de massa da terra).

Um exemplo comum é quando se refere à posição dos poços ou aos objetivos com relação à coordenada central da plataforma, como um *cluster* ou *template*.

2.4 Planejamento Direcional

O correto planejamento é a chave para o sucesso da perfuração de um poço direcional. Poços que apresentam grandes giros (*designer wells*) ou de grandes afastamentos costumam ser significativamente mais complexos, por isso um planejamento adequado se faz ainda mais fundamental. Assim, ao ser realizado o planejamento deve-se primeiramente traçar a trajetória direcional. Em seguida são escolhidos os componentes direcionais a serem utilizados na perfuração. É importante ressaltar a importância das práticas operacionais para cada região, pois são cruciais para o êxito do projeto.

A trajetória direcional deve, além de atingir o objetivo, atender às necessidades da equipe de geólogos interessados em atravessar determinadas formações (normalmente as mais permeáveis) e ao mesmo tempo ser exequível tecnicamente.

Assim, os dados básicos para a realização de um projeto de perfuração irão variar de acordo com o tipo de poço, isto é, se é exploratório ou de desenvolvimento. ROCHA *et alli* (2008) aponta alguns dados que são normalmente levados em consideração para os seguintes tipos de poços:

- Poços Exploratórios: incluem informações geológicas da área (composição mineralógica, mergulho de camadas, falhas), pressões, fluidos do reservatório esperados; dados relativos à trajetória direcional, como ganho de ângulo, afastamento e profundidade e; operações a serem realizadas, como testemunhagem, testes de formação e perfilagem.
- Poços de Desenvolvimento: espaçamento entre os poços, informações relevantes de poços de correlação, região de contato óleo-água, dados geológicos como *dip* de camadas e presença ou não de falhas, tipo de completação (telas, tipo de *liner* a ser descido ou *gravel packing*), número total de poços e possibilidade de se perfurar e produzir simultaneamente.

Esta seção destina-se a apresentar os dados básicos para o planejamento da trajetória direcional, e os principais aspectos de influência. Mais à frente serão discutidos estes aspectos, especificamente para poços *extended reach*.

2.4.1 Tipos de Trajetória Direcional

Nesta seção serão abordadas as chamadas trajetórias bidimensionais do tipo “*Buil-Hold*” (ou tipo I) e do tipo “S” (ou tipo II), a trajetória direcional (bastante utilizada em poços *ERW*) e a trajetória tridimensional conhecida como *designer well*.

Com o objetivo de ilustrar os passos necessários para o estabelecimento de uma trajetória, serão aqui descritos os tipos de trajetórias direcionais comumente utilizadas e os cálculos necessários. Os cálculos aqui descritos podem ser encontrados em ROCHA *et alli* (2008).

2.4.1.1 Trajetória Tipo I (*Build-Hold*)

A trajetória do tipo I é composta basicamente de três seções: seção vertical até o ponto de início do desvio (ou KOP - *kickoff point*); uma seção de ganho de ângulo e um trecho tangente opcional, também chamado *slant*.

Geralmente é desejável o posicionamento do KOP em profundidades mais rasas, pois minimiza o ângulo do poço. Por esta razão, este tipo de configuração é normalmente utilizado em poços de grande afastamento. Além disso, à medida que o poço ganha profundidade os sedimentos vão ficando cada vez mais consolidados, o que pode dificultar a orientação das ferramentas de desvio.

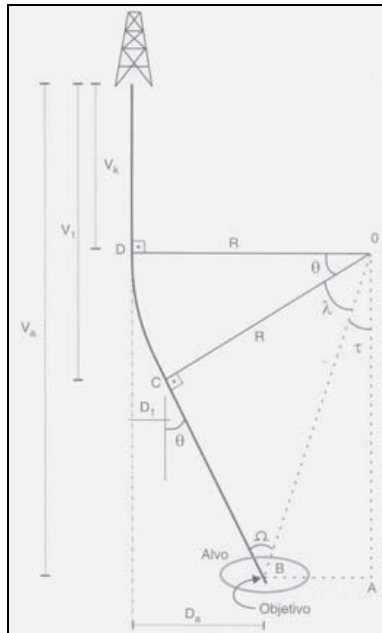


Figura 2.12: Esquema de cálculo da trajetória tipo I (Fonte: ROCHA et alli, 2008)

Onde:

V_k = profundidade vertical em D;

V_1 = profundidade vertical em C;

V_a = profundidade vertical do objetivo;

D_1 = afastamento em C;

D_a = afastamento do objetivo;

θ = ângulo máximo do trecho reto.

A seqüência de cálculo da trajetória do poço tipo I é descrita a seguir:

(1) Determinação do raio de curvatura **R**

Onde:

$$R = \frac{180}{\pi} \times \frac{k}{BUR}$$

(2) Determinação do ângulo máximo do trecho reto θ

Onde:

$$\theta = \Omega - \tau$$

$$\tan \tau = \frac{BA}{AO} = \frac{R - D_a}{V_a - V_k} \therefore \tau = \arctan\left(\frac{R - D_a}{V_a - V_k}\right)$$

$$\sin \Omega = \frac{R}{OB} \quad \text{e} \quad \Omega = \arcsen\left(\frac{R}{\sqrt{(R - D_a)^2 + (V_a - V_k)^2}}\right)$$

$$\theta = \arcsen\left(\frac{R}{\sqrt{(R - D_a)^2 + (V_a - V_k)^2}}\right) - \arctan\left(\frac{R - D_a}{V_a - V_k}\right)$$

(3) Determinação da seção DC

$$L_{DC} = \frac{\pi}{180} \times R \times \theta \quad \text{ou} \quad L_{DC} = \frac{K \times \theta}{BUR}$$

(4) Determinação de D1 e V1

$$D_1 = R \times (1 - \cos \theta)$$

$$V_1 = V_k + R \times \sin \theta$$

(5) Determinação da seção CB

$$L_{CB} = \frac{(V_a - V_1)}{\cos \theta}$$

Assim, para se calcular a profundidade medida total, deve-se respeitar a seqüência de cálculos descrita abaixo:

1. Raio de curvatura.
2. Afastamento e direção do objetivo.
3. Ângulo máximo do trecho reto.
4. Profundidades medidas e afastamentos dos pontos de interesse.
5. Profundidade medida total.

2.4.1.2 Trajetória Tipo II (ou S)

É normalmente utilizado para poços com pequeno afastamento e preferível em casos que, quando calculado para o tipo I, resulte em baixa inclinação final, portanto de difícil controle direcional. Sua construção é mostrada conforme a figura abaixo e baseia-se primeiramente em uma seção vertical finalizada pelo KOP raso. Em seguida é feita a seção de ganho de ângulo (*buildup*) e inclinação constante (*slant*), um intervalo de perda de inclinação a taxa constante (*drop off*) e, por fim, uma seção tangente opcional.

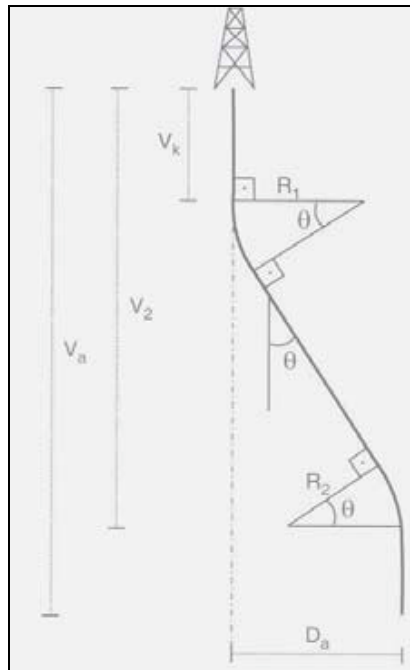


Figura 2.13: Trajetória tipo II (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

Onde:

V_k = profundidade vertical do KOP;

V_2 = profundidade vertical do final do trecho de *drop off*;

V_a = profundidade vertical do objetivo;

D_a = afastamento do objetivo.

A seqüência de cálculos é semelhante à do tipo I, com exceção do ângulo do trecho reto θ , a seguir:

- (1) Os raios de curvatura R_1 e R_2 ;
- (2) O ângulo máximo do trecho reto θ

$$\text{Sendo } \theta = Y - \arccos\left(\frac{R_1 + R_2}{V_2 - V_k}\right) \times \text{sen}Y \quad \text{e} \quad Y = \arctan\left(\frac{V_2 - V_k}{R_1 + R_2 - D_a}\right)$$

- (3) As profundidades verticais;
- (4) Os afastamentos dos pontos de interesse da trajetória e;
- (5) Os comprimentos medidos entre esses pontos.

Como desvantagens estes tipos de poços apresentam maiores riscos de prisão de coluna por chaveta (*keyseating*), aumento do torque e arraste e por fim apresentar problemas em operações de perfilagem devido a mudanças de inclinação. Do ponto de vista econômico, pode implicar no uso de mais um revestimento para cobrir o trecho em *drop off*.

A prisão por chaveta caracteriza-se por um canal de pequeno diâmetro localizado em um poço com diâmetro maior (Fonte: *Schlumberger Oilfield Glossary*). Parte da coluna ou de suas conexões pode desgastar a formação em determinado ponto e pode ser resultado de uma mudança brusca na direção do poço (*dogleg*) ou se uma formação mais dura encontra-se entre formações mais moles que alargam com o tempo podendo causar a prisão da coluna. Medidas preventivas incluem efetuar o desvio do poço de forma mais suave e gradual.

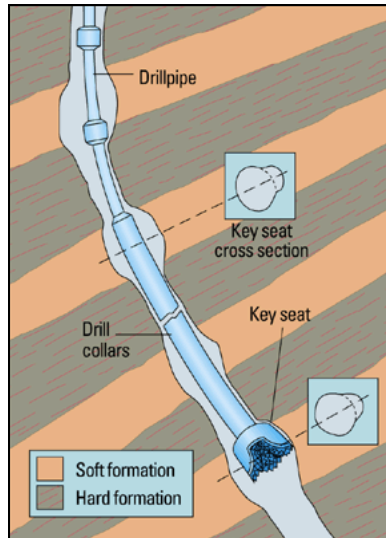


Figura 2.14: Prisão por chave (Fonte: www.slb.com)

2.4.1.3 Trajetória de Poços Horizontais

A trajetória para poços horizontais será apresentada para dois trechos de ganho de ângulo. Este tipo de perfil confere maior controle do poço, pois facilita correções de trajetória entre os dois trechos de ganho de ângulo, propiciando uma maior acurácia. Abaixo são mostradas as etapas de cálculo para a trajetória mencionada.

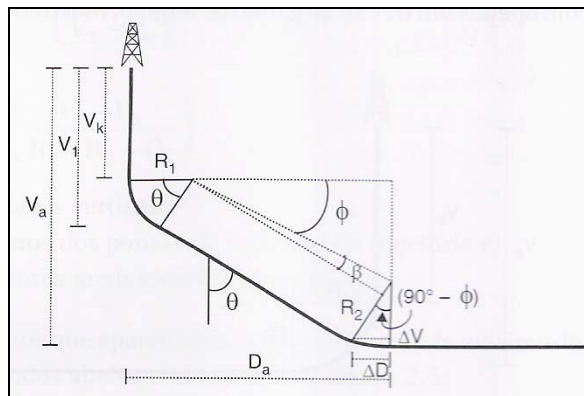


Figura 2.15: Esquema de cálculo do poço horizontal com 2 seções de *buildup* (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

Onde:

$$\phi = \arctan\left(\frac{V_a - R_2 - V_k}{D_a - R_1}\right)$$

$$\beta = \arcsen\left(\frac{R_2 - R_1}{\sqrt{(D_a - R_1)^2 + (V_a - R_2 - V_k)^2}}\right)$$

$$\theta = 90^\circ - \phi - \beta$$

Os comprimentos ΔV e ΔD são calculados por:

$$\Delta V = R_2 \times (1 - \cos(90 - \theta))$$

e

$$\Delta D = R_2 \times \text{sen}(90 - \theta)$$

MIMS *et alli* (2003) cita uma outra trajetória, em que o poço é perfurado com baixas taxas de ganho de ângulo - cerca de 0.5°/30 m no início até 5°/30 m ao final do ganho – por longos trechos até alcançar o reservatório. Este tipo de perfil é chamado **perfil em catenária** e é bastante indicado para poços de longos afastamentos, pois em boa parte dos casos reduzem problemas de torque e arraste da coluna de perfuração. Este tipo de construção de poço também é apresentado em THOMAS (2001) sob a forma do Tipo III, em que o objetivo é atingido na fase crescimento de inclinação, porém, neste caso, o KOP é posicionado mais abaixo quando comparado ao perfil em catenária.

2.4.1.4 Trajetória Direcional *Designer Wells* (3D)

O mesmo autor aponta que este tipo de trajetória é comumente aplicado em situações onde o posicionamento da plataforma é restrito, impossibilitando o alinhamento da cabeça do poço com o seu objetivo, ou quando há interesses técnicos ou econômicos em se reduzir linhas de produção.

Compreende as seguintes características básicas:

1. Seção vertical finalizada pelo KOP.
2. Seção de *buildup* com ou sem giro.
3. Seção tangente.
4. Seção de *drop off* com ou sem giro.
5. Seção tangente (opcional).
6. Variação de direção, isto é, com giro.

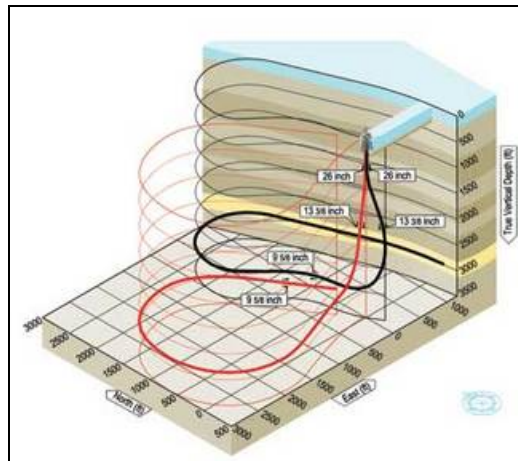


Figura 2.16: *Designer Wells* (Fonte: <http://www.offshore-mag.com/>)

Um poço complexo não é perfurado ao longo do plano vertical que contém a localização e o alvo devido a diversas condições do poço, que provocam o giro da broca.

Assim, no início do desvio essa mudança de direção deve ser compensada posicionando a face da ferramenta defletora (*toolface*) num certo ângulo, chamado ângulo guia, a partir da direção do poço, que é numericamente igual à metade do valor da mudança de direção do poço.

Este tipo de trajetória também tem se tornado cada vez mais utilizado em poços de longo afastamento. De acordo com MIMS (2003), bons exemplos incluem o projeto *Gulfaks* na Noruega e o projeto *Unocal* na Tailândia, onde múltiplas e significativas correções são feitas a cada profundidade, para que a seção horizontal através de cada objetivo seja alinhada na direção correta.

2.4.2 Coluna de Perfuração Direcional

Sabe-se que a perfuração direcional nem sempre foi tido como algo corriqueiro. Propor a perfuração de um poço de alta inclinação ou horizontal era algo que exigia, antes de tudo, muita ousadia. De acordo com MIMS *et alli* (2003), com as tecnologias existentes nos anos 60 e 70, como o *whipstock* mostrado na figura abaixo, seria praticamente impossível perfurar de um poço de maior complexidade.

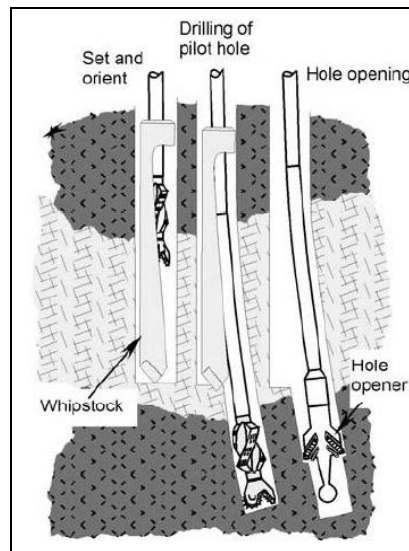


Figura 2.17: *Whipstock*

Atualmente, com o avanço da tecnologia, novas ferramentas foram introduzidas, possibilitando a perfuração de poços mais complexos de maneira mais eficiente, isto é, com grande redução de tempo de sonda. Assim, a coluna de perfuração direcional típica é composta basicamente por tubos de perfuração (*drillpipe* – DP) acrescidos de um conjunto de ferramentas referidas como composição de fundo ou *bottom hole assembly* (BHA).

O BHA é composto, não necessariamente nessa ordem, pelos tubos pesados ou *heavy weight drill pipes* (HWDP), os comandos ou *drill collars*, estabilizadores, equipamentos de registro direcional, equipamentos de LWD, ferramentas de desvio e, por fim, a broca.

Destes equipamentos, os HWDP's, os comandos e os estabilizadores são comuns a todos os tipos de poços, sejam eles verticais ou horizontais. É possível perfurar um poço direcional utilizando apenas essas ferramentas, porém devido à sua simplicidade, são geralmente utilizadas nas fases iniciais do poço, onde o controle direcional é menos

crítico. Os tipos básicos de composições de coluna direcional e suas respectivas funções são:

- **Composição para ganhar ângulo:** se baseia no princípio da alavanca, em que um estabilizador (chamado *near-bit stabilizer* ou NBS) é colocado bem próximo à broca exercendo força lateral no *highside* do poço, inclinando-o. Geralmente é colocado um segundo estabilizador mais acima para mover o ponto de contato da coluna para longe da broca e permitir que a taxa de ganho de ângulo seja reduzida. Alguns fatores podem influenciar no ganho de ângulo, como peso sobre a broca, a rotação da coluna, diâmetro dos comandos e a vazão.

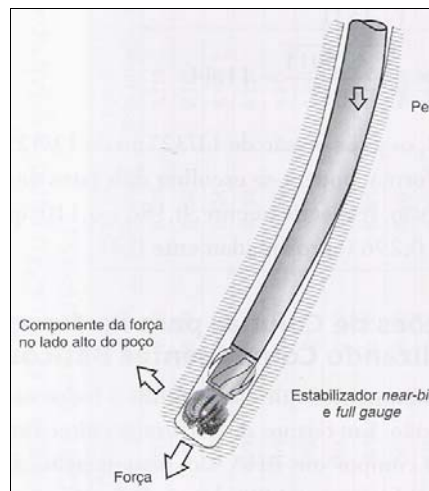


Figura 2.18: BHA para ganhar ângulo. (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

- **Composição para manter ângulo:** baseia-se normalmente em três estabilizadores em seqüência posicionados imediatamente após a broca e separados por seções de comandos de forma a fazer com que a coluna resista diante de uma curva, mantendo a tendência retilínea do poço. O primeiro dos estabilizadores deve ser um NBS e *full gage*, isto é, com seu diâmetro externo igual ao da broca. Também é recomendada alta rotação da coluna, entre 120 e 160 rpm, devido à sua maior tendência de manter uma linha reta.

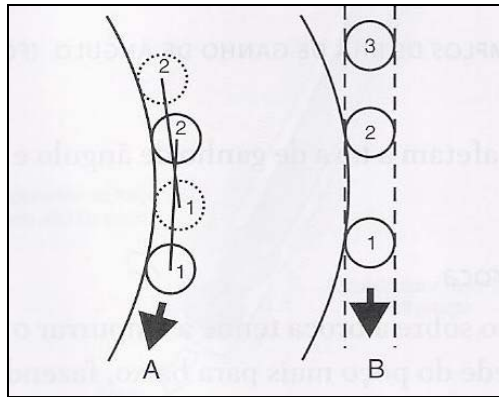


Figura 2.19: Exemplos de BHA com dois ou três estabilizadores, (A) e (B), respectivamente. (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

- Composição para perder ângulo:** a principal característica deste tipo de composição é a não utilização do estabilizador *near bit* ou a escolha de um diâmetro menor que o da broca (*undergage*). Desse modo, a porção do BHA que vai da broca até o primeiro estabilizador inclina-se como um pêndulo, pressionando a broca contra a parte baixa do poço. O comprimento dos comandos altera bastante o efeito pendular da coluna, de modo que quanto maior a distância entre estabilizador e broca, maior a flexão dos comandos, exercendo assim maior força na parede do poço. Por exemplo, para um diâmetro de comando de 9 1/2" a distância mínima do estabilizador à broca deve ser de 37 m. Para 6 1/2" utiliza-se no mínimo 18 m de distância.

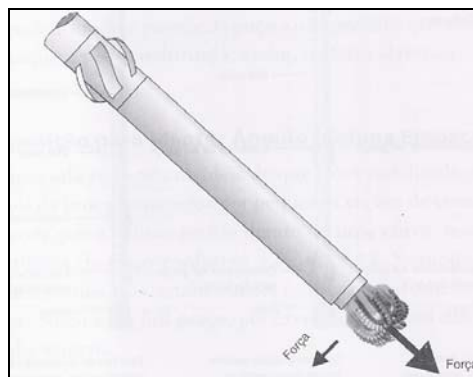


Figura 2.20: BHA sem estabilizador perto da broca (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

2.4.2.1 Motores de Deslocamento Positivo (PDM)

Também conhecido simplesmente por motor de fundo, constitui-se por um motor hidráulico, conectado logo acima da broca e movimentado pelo fluxo de fluido de perfuração que circula em seu interior. Sua principal função é transmitir rotação e torque à broca de maneira independente à rotação da coluna.

Suas aplicações se estendem a poços verticais, pois garantem uma maior verticalidade dos poços, além de reduzir o desgaste da coluna de perfuração em formações muito duras.

Inicialmente, os motores de fundo eram conectados com um *sub* com pino inclinado responsável pela deflexão da coluna, também chamado *bent sub*, de acordo com a figura 2.21. A alteração da trajetória do poço era acompanhada através de ferramentas de registro simples (*magnetic single shots*) e os resultados nem sempre eram satisfatórios.

Ademais, o conjunto não permitia o giro da coluna, o que aumentava a quantidade de manobras e, conseqüentemente, o tempo de perfuração.

Na figura 2.22 pode-se observar os componentes do motor de fundo.

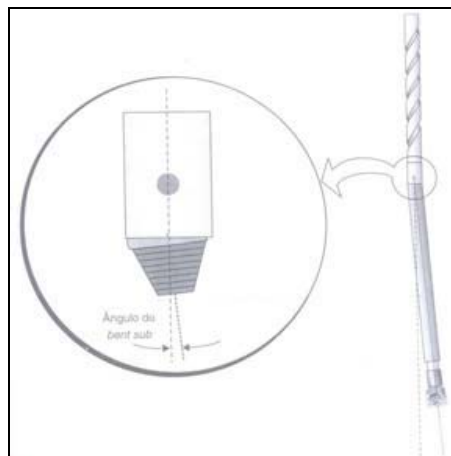


Figura 2.21: *Bent sub* (Fonte: ROCHA et alli, 2008)

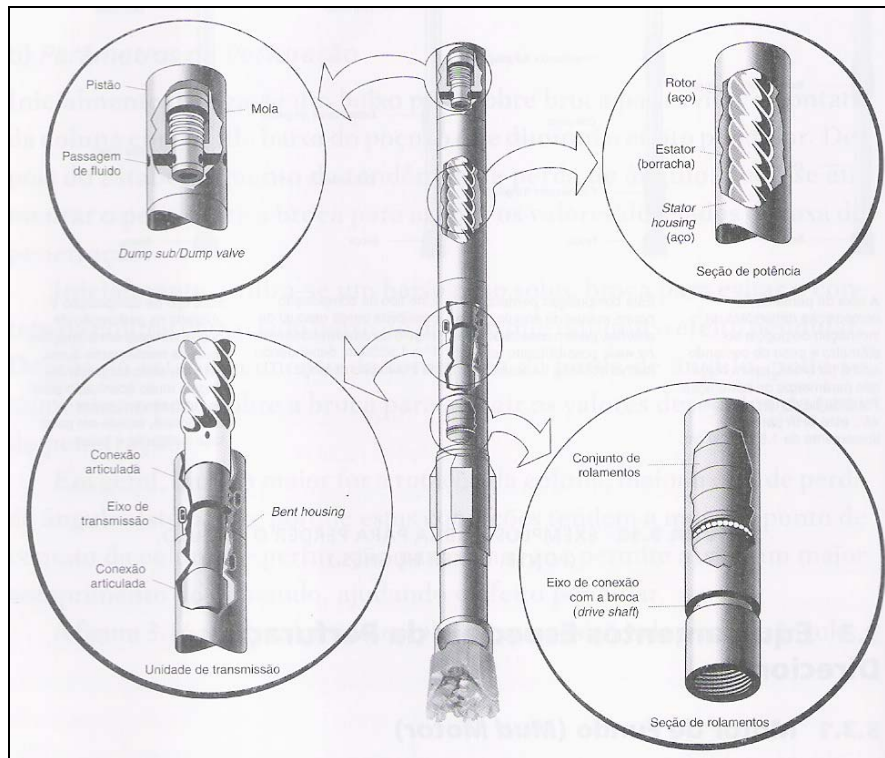


Figura 2.22: Motor de fundo (Fonte: Halliburton)

2.4.2.2 Turbinas

Embora classificadas como motores de fundo, sua construção é completamente diferente do apresentado para os PDM's. As turbinas são compostas basicamente por uma seção de potência e uma seção de rolamentos. É na seção de potência que se encontram as hélices ou lâminas que, em contato com o fluido, giram e transmitem força axial para os rolamentos. Os rolamentos são conectados à broca através de uma seção de transmissão.

MIMS *et alli* (2008) ressalta que, apesar de transmitirem enormes rotações à broca, podendo chegar a 2000 rpm, muitas vezes não suportam o alto torque necessário à perfuração de rochas mais duras, por exemplo. Por isso, seu uso tem ficado restrito a poucas aplicações, ainda mais depois da chegada dos motores de deslocamento positivo, mais robustos e confiáveis.

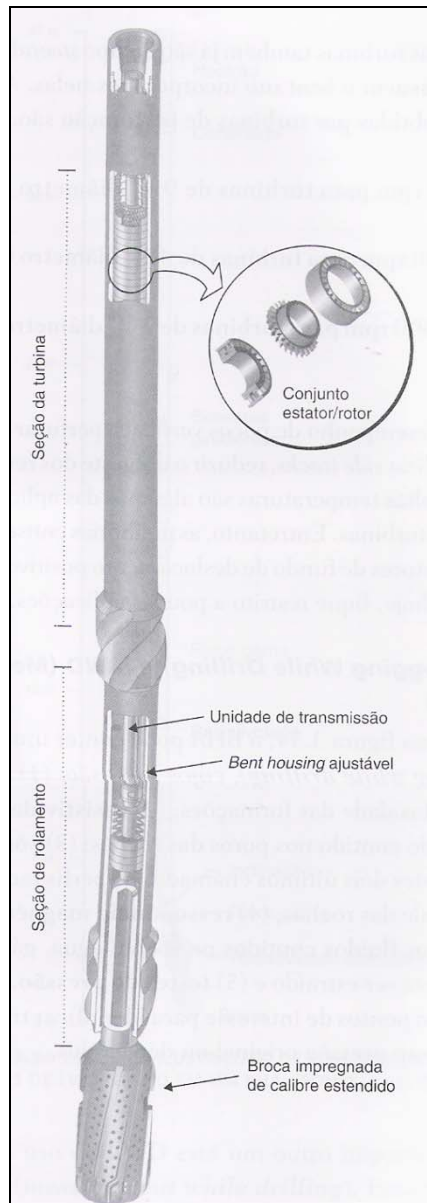


Figura 2.23: Turbina (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

2.4.2.3 Sistemas MWD (*Measurement While Drilling*) e LWD (*Logging While Drilling*)

Apesar de não serem exatamente sistemas de deflexão, são fundamentais no acompanhamento direcional e no registro das mais diversas informações em tempo real, otimizando a tomada de decisões e reduzindo bastante o seu tempo.

O BHA pode conter um ou mais sensores de LWD, que podem ser:

1. Raios gama: identificam a argilosidade das formações;

2. Resistividade: tipo de fluido contido na formação;
3. Sônicos e densidade neutrão: indicam porosidade das rochas;
4. Ressonância magnética: diferem tipos de fluido, seja água, óleo ou gás e;
5. Testes de pressão: fazem tomadas de pressão em pontos estratégicos de modo a identificar trechos do reservatório que estão com pressão original ou depletados.

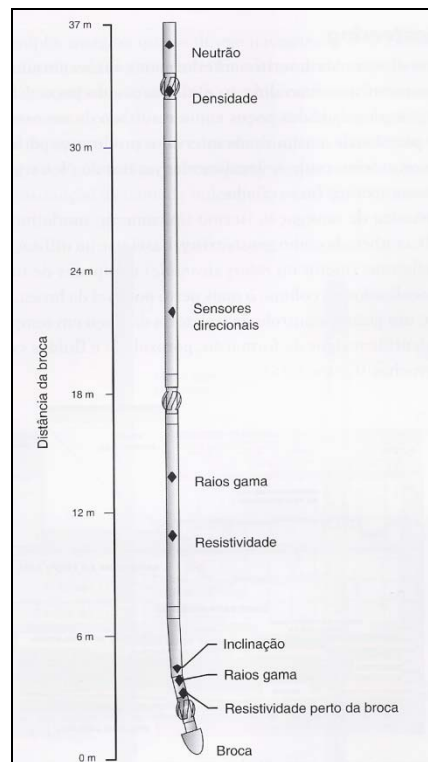


Figura 2.24: Esquema ilustrativo de posicionamento dos sensores de LWD e MWD em um BHA (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

Associado ao uso de LWD está um outro essencial equipamento, chamado MWD ou *Measurement While Drilling*, que é responsável pelo registro direcional do poço e que dirá a sua inclinação e azimute. Estes equipamentos podem ser de registros simples, múltiplos ou contínuos, por indução magnética ou por giroscópio ou por sistema de navegação inercial, a depender das condições atuantes no ambiente do poço.

2.4.2.4 Sistemas *Steerable*

É sempre composto por um motor *steerable* e uma ferramenta de medição direcional, podendo ser uma ferramenta de MWD ou simplesmente um equipamento de simples foto magnética (MSS ou *magnetic single shot*) para poços mais baratos.

Diferentemente do motor com o *bent sub*, o sistema *steerable* utiliza um motor com o chamado *bent housing*, que possui ângulos que variam de 1 a 3°. Com a chegada deste equipamento foi possível a rotação da coluna enquanto se perfura, além da economia de manobras e da redução do risco de prisão, uma vez que a coluna fica parada por menos tempo.

Este sistema é mais barato em comparação a um sistema *rotary steerable* (explicado a seguir), e é comumente utilizado nas primeiras fases de poços direcionais e em poços onde o custo é um fator limitante, como poços em terra e/ou localizados em campos maduros. Como desvantagem, leva a um aumento do número de corridas e o controle direcional torna-se mais difícil devido à impossibilidade de correção de inclinação sem que haja a retirada da coluna para o ajuste do *bent housing*. Isto pode acarretar maior tortuosidade do poço.



Figura 2.25: Motor Série Ultra da Baker Hughes Inc. O *AKO sub* representa o bent housing. (Fonte: Baker Hughes)

A perfuração direcional feita com sistema *steerable* se divide em dois modos: orientado (*sliding*) e rotativo.

- **Modo orientado (*Sliding Mode*):** no modo orientado, o motor é alinhado na direção desejada através da indicação da *tool face* no painel de superfície do MWD. A partir daí, a coluna é descida sem rotação até o fundo com a direção pré-estabelecida, orientando o poço conforme a figura abaixo. O torque transferido para a broca é inteiramente fornecido pelo motor *steerable*.

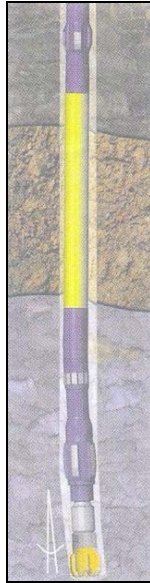


Figura 2.26: Modo Orientado em um sistema *Steerable* (Fonte: Baker Hughes)

- **Modo rotativo (*Rotary Mode*):** uma vez que a inclinação é atingida, inicia-se o modo rotativo. Com a coluna ainda no fundo, gira-se a coluna inteira, prosseguindo assim a perfuração de modo convencional.

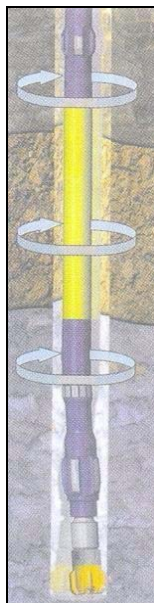


Figura 2.27: Modo Rotativo em um sistema *Steerable* (Fonte: Baker Hughes)

Com base no mencionado acima, conclui-se que o modo orientado é utilizado para a correção planejada da trajetória do poço, enquanto que o modo rotativo objetiva manter a trajetória desejada.

Esse sistema apresenta como principais desvantagens a possibilidade de prisão por diferencial na perfuração orientada, deficiência de limpeza do poço, vibrações, maior desgaste da broca e da coluna no modo rotativo e maior tortuosidade do poço.

A figura abaixo esquematiza a prisão diferencial da coluna. Com o passar do tempo, se a coluna permanece parada, a superfície de contato pode aumentar. Como as pressões do poço geralmente são maiores que as da formação, este diferencial pode “sugar” a coluna, prendendo-a fortemente à formação.

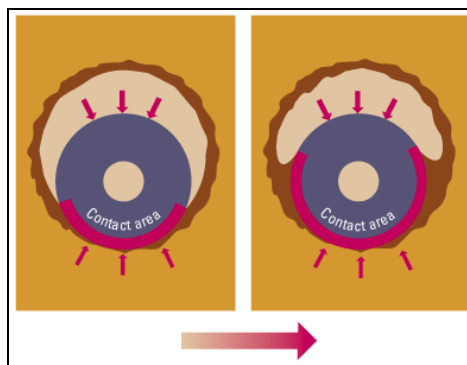


Figura 2.28: Prisão por diferencial. (Fonte: Schlumberger)

2.4.2.5 Sistema *Rotary Steerable* (RSS – *Rotary Steerable System*)

A utilização destes tipos de sistemas tornou-se padrão na indústria do petróleo, pois a sua grande vantagem é a possibilidade de se girar a coluna durante todo o tempo, seja nos trechos de ganho de ângulo ou nos trechos tangentes. Consiste em uma ferramenta defletora que é conectada imediatamente acima da broca e permite a alteração com taxa controlada da trajetória do poço.

São divididos em dois grupos:

- **Push the bit:** neste modo de atuação um equipamento não-rotativo é posicionado imediatamente acima da broca, exercendo força contra a formação de forma a direcionar a broca em uma direção e inclinação desejada. São recomendadas brocas com corte lateral ou *gauge* ativo, como por exemplo, brocas PDC (*Polycrystalline Diamond Compact*). Este tipo de sistema tem seu melhor desempenho em formações de

dureza média e que sejam pouco friáveis em presença de fluido de perfuração.



Figura 2.29: *Push-the-bit*. Detalhe para uma das *ribs*, responsáveis por “empurrar” a ferramenta contra a formação (Fonte: Baker Hughes)

- **Point the bit:** nesta situação a broca é deslocada com relação ao resto da coluna para atingir a trajetória desejada. As brocas podem apresentar tecnologia de DLS ajustável ou constante. Ferramentas deste tipo apresentam como desvantagem o fato de serem mais complexas, o que aumenta conseqüentemente o risco de falhas.

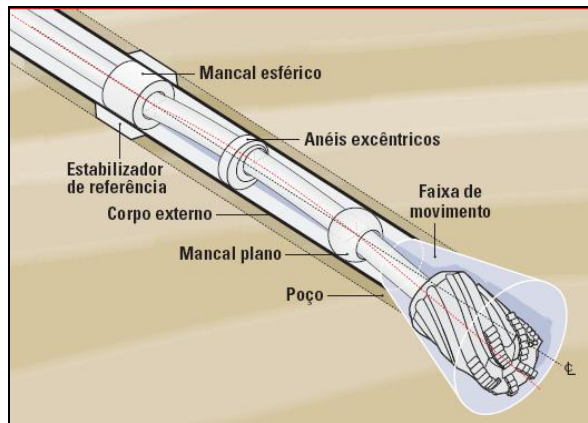


Figura 2.30: *Point the bit* (Fonte: Halliburton)

2.4.2.6 Sistema *Rotary Steerable* com Motor de Fundo

Conforme vão crescendo o afastamento e a inclinação do poço, maiores perdas de carga são geradas devido à fricção da coluna na parede do poço. Chega um certo momento em que os equipamentos de superfície (*top drive* ou mesa rotativa) não mais conseguem aplicar torque à mesma, impedindo-a de girar.

Para atingir taxas de penetração aceitáveis, devem ser utilizadas rotações entre 130 e 180 rpm. Embora esse nível de rotação seja bom para a taxa de penetração e para a limpeza do poço, ele geralmente está muito próximo do limite dos equipamentos da sonda.

Um solução bastante interessante para resolver esses problemas é a utilização combinada de motores de fundo e sistemas *rotary steerable*. O intuito é majorar a potência na broca sem aumentar o torque na superfície, uma vez que os equipamentos da sonda terão que fornecer menores rotações à coluna de perfuração.

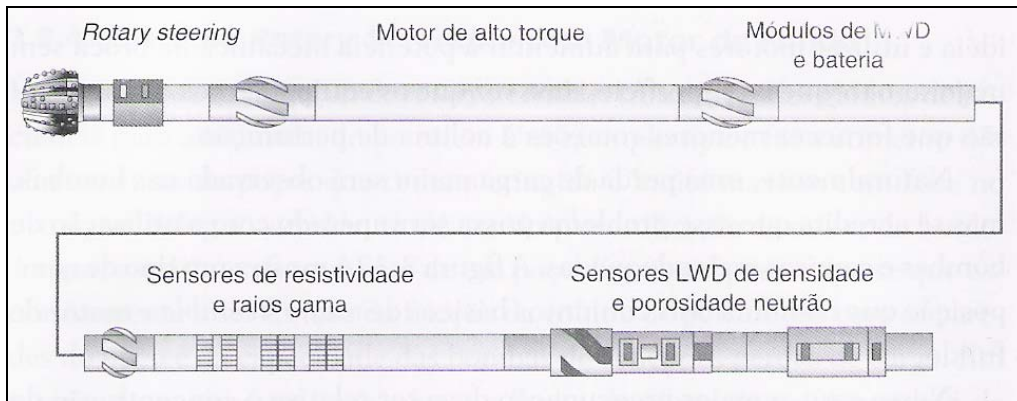


Figura 2.31: Conjunto *Rotary Steerable* e motor de fundo

3 Perfuração de Poços *Extended Reach*

A perfuração de poços de longo afastamento ou *Extended Reach Wells* (ERW) apresenta-s como uma atividade que permite a otimização do desenvolvimento de campos de petróleo através da redução de sondas de perfuração e estruturas, além de possibilitar acesso à regiões até então inalcançáveis, aumentando assim a lucratividade do projeto, além de tornar prospectos marginais economicamente viáveis. Estas são algumas das razões pelas quais o seu uso se difundiu nos últimos anos.

Sabe-se que estes poços possuem uma maior complexidade e, conseqüentemente, maior custo quando comparados aos direcionais “convencionais”. Partindo-se desta premissa, este capítulo tem como foco apresentar os conceitos básicos de um poço ERW e, principalmente, apontar os problemas intrínsecos à sua perfuração.

3.1 Apresentação

De acordo com ROCHA *et alli* (2008), os poços podem ser classificados em: convencionais, de grande afastamento ou ERW (*Extended Reach Well*) e de afastamento severo ou S-ERW (*Severe Extended Reach Well*). Esta classificação relaciona a razão entre o afastamento e a profundidade vertical, podendo ou não ser descontada a lâmina d’água para poços marítimos.

Tabela 3.1: Classificação da trajetória quanto ao afastamento (Fonte: ROCHA et alli, 2008)

Tipo de Poço	Afastamento / (PV – LA)
Convencional	< 2
De grande afastamento	2 – 3
De afastamento severo	> 3

Porém, em alguns casos a definição pode não abordar completamente os diferentes tipos de poços ERD.

MIMS *et alli* (2003) fornece uma classificação diferente quanto ao afastamento dos poços direcionais: poços de geometria complexa ou *Complex Well Design*, ERW em águas profundas e ultraprofundas e finalmente a classificação para sondas de capacidade limitada.

Poços de geometria complexa (ou 3-D) têm sido perfurados principalmente no Mar do Norte e envolvem mudanças constantes de azimute para alinhar o poço em direção ao objetivo. Assim, a definição tradicional não pode ser utilizada para estes tipos de poços já que a razão MD/TVD é mais abrangente e se restringe a poços considerados 2-D ou, com pouca variação azimutal ao longo da sua extensão.

Com o significativo aumento da perfuração em águas profundas nos últimos 20 anos, tem havido uma tendência em direção a aplicações de ERD para este tipo de ambiente, o que resultou em poços desafiadores, que combinam as dificuldades da perfuração em águas profundas, com os desafios de se perfurar grandes afastamentos.

Por exemplo, a limpeza do poço torna-se muito mais difícil com uma seção muito longa de *risers*, assim como a queda da temperatura do fluido de perfuração no fundo do *riser* impacta a hidráulica do poço e ECD's. Efeitos de flambagem na coluna na seção de *risers* também limitam a composição do BHA.

MIMS *et alli* (2003) também acredita na importância de se considerar as limitações da sonda ao se perfurar ERW. Assim, um poço com 6000 m MD é perfurado com relativa facilidade a partir de uma sonda de grande porte (por exemplo, *drillpipes* de 5 ½" e 3 bombas de 1600 HP), porém seria o desafio seria muito maior caso a sonda fosse de pequeno porte (por exemplo, *drillpipes* de 5" e 2 bombas de 1600 HP).

Diversas questões são diferentes, ou mais críticas, para ERW do que para poços convencionais. Em alguns casos, os desafios são os mesmos dos encontrados em poços direcionais convencionais, porém ocorrem em maior magnitude. Em outros casos, há questões específicas para cada ERW.

Assim, SCHEFFER (2009) apresenta alguns benefícios da perfuração de poços *extended reach*:

- Minimização do impacto ambiental através da consolidação de facilidades localizadas em uma menor quantidade de locações;
- Redução de investimento em campos *offshore* através do menor número de plataformas e *flowlines* utilizados;
- Acesso facilitado às reservas através de sondas de terra;
- Produtividade otimizada e melhoria da recuperação do campo devido aos poços mais longos e, conseqüentemente, com maior área exposta do(s) reservatório(s);
- Aumento da produção de reservatórios situados em profundidades rasas;
- Aumento do escoamento de óleo pesado produzidos em campos *offshore* versus longos comprimentos de *flowlines* submetidos às baixas temperaturas da água do mar.

Tais benefícios encorajam o desenvolvimento de tecnologias e técnicas de modo a expandir continuamente a ERD e aumentar a complexidade dos perfis de poço, alcançando assim, alvos cada vez mais desafiadores.

3.2 Planejamento de poços *Extended Reach*

A fase de planejamento de um poço de longo alcance é fundamental, senão a etapa mais importante de todo o processo. A equipe de engenheiros deve estar preparada e deve ter em mente que este tipo de poço não deve ser visto como um poço qualquer. Um maior sucesso será alcançado a partir do momento que se abandone o pensamento “convencional”, pois em boa parte das vezes ações inovadoras e desafiadoras deverão ser tomadas.

A seção a seguir descreve os principais aspectos que devem ser levados em consideração pela equipe no momento de seu planejamento:

3.2.1 Seleção de diâmetros de poço:

Segundo MIMS *et alli*, (2003), a maior parte de poços ERW perfurados no mundo utiliza a combinação 17 ½”, 12 ¼” e 8 ½” de diâmetro. As razões para isto incluem a disponibilidade de ferramentas e equipamentos e a habilidade de se perfurar poços de contingência com menores diâmetros.

Porém, poços com dupla seção apresentam vantagens em particular. São indicados poços com 13 ½” e 9 7/8” ao invés do tradicional 17 ½” x 12 ¼” x 8 ½”. O menor diâmetro requer menos fluxo de fluido a ser bombeado para garantir a limpeza, ou proporcionam uma limpeza mais rápida utilizando a mesma vazão, assim permitindo taxas de penetração maiores (um diâmetro de 9 7/8” possui 50% menos volume que um de 12 ¼”). Ademais, como não há revestimentos intermediários, os ECD’s na porção jusante do poço são significativamente menores.

O mesmo autor observa que, caso o poço não possa ser perfurado até o final ou o revestimento não alcançar o fundo, então *drillpipes* de 3 ½” ou 4” deverão ser usados para perfurar a fase seguinte, de mais ou menos 6 ½”. Uma outra desvantagem é o fato da impossibilidade de rotação do *liner* durante o processo de cimentação, limitando as chances de bom isolamento entre zonas.

3.2.2 Trajetória Direcional

O perfil tipo I de trajetória direcional é uma boa opção neste tipo de perfuração, pois minimizam a profundidade total do poço e o trabalho de controle direcional. Já o perfil em catenária (ou pseudo-catenária) aumenta consideravelmente a profundidade total, além do ângulo tangente. Para um poço com 6000 m com KOP a 2500 m, o perfil em catenária aumenta a inclinação em cerca de 10° e a distância total em cerca de 1000 m, se comparada com o tipo I com 2,5°/30m de taxa de ganho. A hidráulica também é mais afetada neste tipo de poço.

Poços do tipo “S” oferecem algumas vantagens distintas, como por exemplo a redução no ângulo de ataque, o que reduz incerteza quanto aos *surveys* na TVD e; o

intervalo na região do reservatório torna-se menor, de forma a minimizar o tempo da formação exposta ao poço. Esta região apresenta maiores dificuldades de perfuração, pois não somente a formação pode ser mais dura e mais abrasiva como o ECD e o torque serão provavelmente mais elevados.

3.2.3 Revestimentos

As operações de descida de revestimento podem representar um dos maiores desafios em poços de longo afastamento. O grau da dificuldade irá depender de diversos fatores, como trajetória, comprimento da descida, e fatores de fricção existentes no poço. MIMS *et alli* (2003) destaca alguns métodos que podem ser utilizados, a depender do tipo de projeto:

- Revestimentos de menor peso;
- Revestimentos com *designs* invertidos;
- Comandos *Hangoff*;
- Revestimento em forma de *liner*;
- Aplicação de peso no *top drive*;
- Sistemas *Pull-Down*.
- Técnicas de Flutuação de Revestimentos

Revestimentos “flutuantes” têm sido utilizados em poços com altos ângulos a partir de 1989 e vêm mostrando-se uma boa tecnologia para estes tipos de aplicações. O conceito é reduzir o peso aplicado na porção inferior do revestimento, na seção de alto ângulo do poço, além de adicionar mais peso à seção vertical auxiliando na sua descida.

Em casos que a densidade equivalente de circulação (ECD) deve ser minimizada, é indicada a descida de revestimentos como *liners*. Este procedimento irá possibilitar tubos de perfuração mais largos, aumentando as vazões de circulação e, mantendo-os nos revestimentos anteriores irá auxiliar na redução das perdas de carga e, conseqüentemente, no ECD.

3.2.4 Seleção de Fluidos de Perfuração

Em geral, fluidos de perfuração podem ser classificados como água do mar, Fluidos Base Água (WBM), Fluidos Base Óleo (OBM) e Fluidos de Base Sintética (SBM). Diversos outros tipos de fluidos estão contidos dentro de cada uma destas classificações.

De acordo com o autor, a seleção de um fluido de perfuração não deve ser baseada em uma análise custo/barril. É mais importante que se leve em consideração o custo total do poço e o impacto operacional que o fluido a ser utilizado poderá trazer nas operações. Assim, deseja-se que o fluido forneça boa inibição (diâmetro do poço), melhor limpeza do poço, melhor transferência de peso sobre a broca, maior performance (ROP) e facilidade de descida dos revestimentos através de maior lubricidade.

O termo inibição refere-se à capacidade de redução da desintegração de argilas ao absorverem a água presente no próprio fluido. Esta desintegração leva à diversos problemas no poço, como obstrução, perda de capacidade de bombeio (enceramento da broca), perda de ROP entre outros.

3.2.5 Poços “*Negative Weight*”

Nestes tipos de poços, ao ser perfurada uma longa seção tangente que excede o ângulo máximo crítico de arraste, o peso imposto sobre a coluna torna-se insuficiente para descê-la no poço. O mesmo problema pode ocorrer com a coluna de revestimento. Assim, será impossível descer um revestimento utilizando métodos convencionais, sendo necessárias algumas medidas especiais.

O maior impacto destes tipos de poços é a inabilidade de se perfurar orientando, pois o peso não pode ser transferido à broca sem que se rode a coluna. Assim sendo, o

advento das brocas com tecnologia de orientação e RSS's vem ampliando a possibilidade de perfuração desses poços.

3.2.6 Coluna

Diferentemente de poços verticais, é aceitável ao *drill pipe* estar em regime compressivo enquanto em perfuração rotativa. O BHA deve ser o mais curto e leve possível para poços de grandes inclinações. A porção dos comandos não passam do comprimento do motor, MWD e 2 a 3 comandos (incluindo comandos não-magnéticos) para estabilidade e transição. A estabilização deve ser minimizada de forma a minimizar a possibilidade de prisão de coluna e arrombamento do poço. São indicados geralmente não mais que três estabilizadores. O autor sugere, quanto aos HWDP's, que seu comprimento total não passe de 60 a 90 m. O HWDP constitui a zona de transição entre os comandos (mais rígidos) e os *drill pipes* e é onde o *jar* e o *sub* hidráulico serão utilizados.

Em poços verticais e direcionais convencionais são utilizados normalmente *drill pipes* de 5". Para ERD são recomendados tubos de perfuração de 5 1/2" ou 6 5/8" , pois favorecem, entre outros aspectos, melhores características de hidráulica.

Em ambientes de águas profundas, *drill pipes* de 5" também são utilizados mas, devido à grande possibilidade de flambagem da coluna na região dos *risers*, recomenda-se, em operações de descida de *liners* e revestimentos, a colocação de maiores seções de HWDP's ou comandos na porção inferior da coluna.

3.2.7 Avaliação de Formações

Em diversos poços ER, a quantidade de dados aquiridos através da avaliação das formações é minimizada devido à dificuldade em se realizar *wireline* convencional ou perfis transmitidos a partir de *drillpipes*. Apesar de lentos, são bastante eficientes, à

exceção de poços “*negative weight*”. Nestes tipos de poços, a rotação na coluna afeta severamente a habilidade de coleta de informações da ferramenta.

MWD's de pulso positivo são geralmente preferíveis, pois pouco afetam a hidráulica do poço – não é necessária perda de pressão para que a ferramenta opere. Trabalham restringindo o fluxo de lama através da breve abertura e fechamento de uma válvula, de forma a aumentar a pressão, gerando os chamados pulsos que podem ser observados na superfície, sendo traduzidos em linhas de código. Fornecem uma maior velocidade de transmissão de dados em tempo real e apresentam maior confiabilidade. Se a perda de circulação é uma preocupação, então o uso de sistemas de pulsação negativa pode ser mais viável, já que aceitam uma maior tolerância no LCM (*Lost-circulation Material* ou Material para Perda de Circulação). Este tipo de pulsação, diferentemente do positivo, é gerado através da passagem do fluido de dentro da coluna para o anular do poço, gerando uma queda da pressão. O LCM constitui materiais irregulares em forma e preparados em uma vasta gama de tamanhos. São adicionados ao fluido de perfuração e auxiliam a retardar a perda de lama em fraturas ou formações altamente permeáveis.

Independentemente do MWD a ser utilizado, é importante considerar a compressibilidade do fluido, pois a amplitude dos sinais transmitidos através dele pode ser também afetada.

3.3 Limpeza de Poço

A limpeza de poço é um dos maiores desafios na perfuração ERD. Geralmente o assunto não é bem compreendido pelos operadores, que muitas vezes aplicam os conhecimentos utilizados em poços direcionais mais simples ou poços verticais que não são comparáveis ao que ocorre em poços de longos afastamentos.

Uma boa limpeza de poço pode ser definida como aquela em que a distribuição de cascalhos e o leito formado ao longo do poço não causam problemas para a operação que está em andamento. MIMS *et alli* (2003) afirma que um poço não precisa ser 100%

limpo para ser classificado com “limpo”. Neste contexto, pode-se analisar a limpeza do poço para três tipos de cenários diferentes.

Para ângulos de poço até 45° , a limpeza do poço é função simplesmente da vazão, limite de escoamento e viscosidade do fluido. Caso as bombas sejam desligadas, o cascalho é suspenso devido às propriedades gelificantes do fluido, apesar de haver a possibilidade de deposição de sedimentos no fundo com o decorrer do tempo.

Em poços com inclinações variáveis entre 45° e 65° , há formação de uma espécie de dunas na parte inferior do poço. O carregamento dos sedimentos já não é apenas função da viscosidade e limite de escoamento do fluido, mas também da inclinação do poço. Quando as bombas param, existe uma tendência de essas dunas desabarem, tipo uma avalanche, podendo causar o aprisionamento da coluna. Ainda assim os sedimentos são facilmente removidos com a circulação das bombas de lama.

Para inclinações entre 65° e 90° a situação torna-se diferente. Devido à maior inclinação, os cascalhos formam um leito na parte baixa do poço, enquanto o fluido se move na parte superior dos tubos de perfuração havendo necessidade de agitação mecânica para a retirada do cascalho. Uma parada da bomba faz com que os cascalhos em suspensão sejam depositados na parte inferior do poço, formando um longo e contínuo leito e causando arrastes excessivos durante a retirada da coluna.

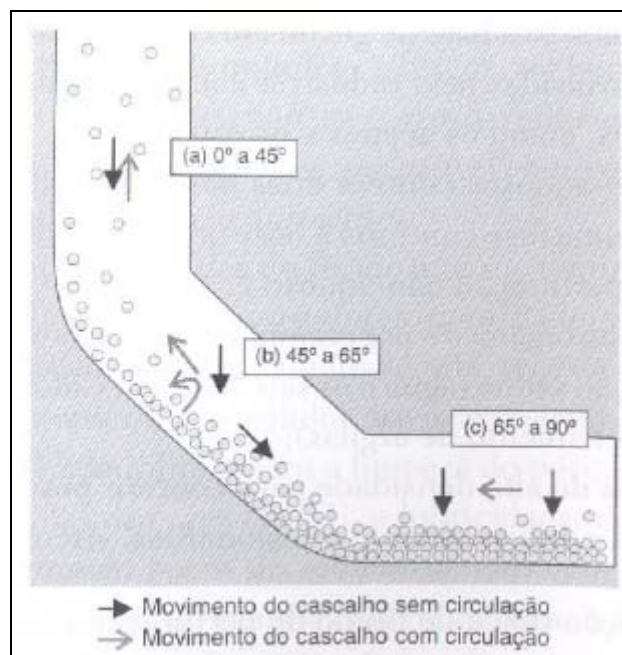


Figura 3.1: Movimentação de cascalhos em diversas seções de um poço horizontal (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

Um bom planejamento da coluna é fundamental para uma boa limpeza do poço, dado que praticamente cada componente do BHA interfere no carreamento do cascalho. É especialmente necessário para seções de maior diâmetro, como 17 ½” e 12 ¼”, onde a limpeza torna-se crucial devido ao regime de fluxo possuir menores velocidades.

Apesar de tudo, a adoção de práticas muitas vezes pouco convencionais causam certo temor por parte da gerência, sendo freqüentemente difícil convencê-la a adotá-las. Por isso, tudo deve ser muito bem planejado, considerando o máximo de parâmetros para que os riscos operacionais sejam reduzidos.

Um poço em perfuração propriamente dita apresenta limites à limpeza de poço diferentes à descida de coluna ou revestimento. Em casos de descida (*tripping*) de coluna, deve haver maior limpeza no poço de forma a possibilitar o livre movimento do BHA ao longo do sedimento depositado na parte inferior do poço. A altura dessa coluna de sedimentos irá depender do tipo de broca e estabilizadores utilizados.

Há duas maneiras possíveis de se remover os detritos de um poço, por **dispersão** ou por **agitação mecânica**.

Na primeira há dissolução do cascalho na lama, o que permite a sua fácil remoção. Para que isto ocorra, a formação deve ser mole e facilmente removível e o fluido utilizado não deve conter propriedades inibidoras, o que irá prevenir o fluido de dispersar-se na lama. Em geral, a dispersão é aplicada nas seções de maior diâmetro que são perfuradas com fluidos base água de baixo custo.

Na remoção mecânica, há diversos parâmetros que trabalham em conjunto. Porém, a rotação na coluna e a taxa de bombeio são os principais fatores de influência para poços de grandes inclinações. A rotação controla a eficiência da limpeza, enquanto a taxa de limpeza é controlada de pelo fluxo de bombeio.

Rotação da coluna de perfuração: muitas vezes, apenas o uso da vazão pode ser ineficaz, exigindo rotação da coluna de perfuração. O intuito de se girar a coluna é mover o cascalho depositado na parte baixo do poço para cima, de modo a colocá-lo no fluxo de fluido e assim fazer com que ele siga em direção à superfície. De acordo com MIMS *et alli* (2003), para poços de grande afastamento as rotações ótimas da coluna são da ordem de 100 a 120 rpm e de 150 a 180 rpm, a depender do tipo de broca ou das características de fadiga do BHA. De modo a compensar as limitações de rpm, pode-se

por exemplo, utilizar tubos de perfuração de maiores diâmetros (6 5/8", por exemplo) para aumentar a velocidade do anular ou a circulação de fluido com a coluna fora do fundo com maiores rotações, ou até mesmo a perfuração com taxa de penetração controlada.

Vazão de bombeio: deve ser a maior possível para haver remoção satisfatória dos cascalhos. Porém, uma limitação relativa ao seu uso fica por conta do aumento das perdas de carga no anular (ECD), que pode ultrapassar o gradiente de fratura da formação, e da possibilidade de surgirem altas velocidades de fluido no anular, que podem causar erosão na parede do poço, mais freqüentes na região ao redor dos comandos. A tabela abaixo fornece alguns valores de vazões para os principais diâmetros de poço e servem apenas como um guia.

Tabela 3.2: Valores típicos de vazão e ROP para diferentes diâmetros de poço. (Fonte: MIMS et alli, 2003)

Diâmetro do Poço	Vazões Desejáveis	Mínimas Vazões Associadas às Taxas de Perfuração
17 1/2"	900 a 1200 gpm	800 gpm com ROP de 20 m/h
12 1/4"	800 a 1100 gpm	650 – 700 gpm com ROP de 10 – 15 m/h 800 gpm com ROP de 20 – 30 m/h
9 7/8"	700 a 900 gpm	500 gpm com ROP de 10 – 20 m/h
8 1/2"	450 a 600 gpm	350 – 400 gpm com TP de 10 – 20 m/h

Reologia: o objetivo a ser atingido é obter um fluido bombeável, manter os cascalhos em suspensão, principalmente na fase mais inclinada do poço, e ainda carregá-los até a superfície na porção vertical do poço. Caso o fluido seja dimensionado com um peso muito alto pode haver, por exemplo, aumento de ECD no ponto onde o fluxo deve ser reduzido, ou aumento da pressão de bombeio no ponto onde o fluxo de ser reduzido. Em caso de subdimensionamento, o fluido perderá sua característica de carregamento dos cascalhos e não será capaz de trazer os sedimentos poço acima, além do maior tempo de limpeza do poço, pois o fluido não irá conseguir trazê-los para cima com tanta eficiência. Segundo PAYNE *et alli* (1994), a perda de circulação em seções de 8 1/2" é um problema relativamente comum, principalmente em ambientes de arenitos. Para

fluidos de baixa reologia (baixa densidade), características específicas, como região de escoamento, são geralmente alteradas de forma a certificar o fluxo turbulento. Por outro lado a habilidade de carreamento dos sedimentos depositados na porção inferior do poço é bastante prejudicada. Tampões de alta densidade (geram maiores ECD's) podem também ser utilizados, porém levam à maiores dificuldades com perdas de circulação. Por isso, o monitoramento da limpeza do poço e torque na coluna são freqüentemente empregados, principalmente nas seções de 8 1/2".

Bottoms-up: caracteriza-se pelos sedimentos existentes na lama que são medidos ou calculados e vindos a partir do fundo do poço. O "bottoms-up" pode ser iniciado após um período estático, como uma descida de coluna. Também é útil na identificação da litologia, sendo chamada de amostra de fundo "bottoms-up". Para poços ERD tal termo é de certa forma sem sentido, pois o cascalho se move muito mais lentamente que o fluido. Caso haja circulação "bottoms-up" antes do *tripping* não haverá limpeza suficiente do poço, pois o cascalho irá em direção à porção superior do poço, mas estacionará na seção superior de alto ângulo, formando uma espécie de duna. Segundo MIMS (2003), deve ser feita circulação "bottoms-up" no mínimo duas vezes, podendo variar acima de quatro vezes para uma limpeza efetiva do poço (caso haja rotação em conjunto).

De acordo com os estudos de HEMPHILL (1999), algumas conclusões a respeito da limpeza de um poço ERD podem ser enunciadas:

- Quando a taxa de bombeio é confinada à hidráulica do fluido e/ou à capacidade das bombas, a limpeza do poço pode ser otimizada considerando-se as características reológicas.
- Para um dado fluido, há certos parâmetros que, em uma dada janela de configurações, otimizam o potencial de limpeza. Modificações em certos fatores como densidade do fluido e propriedades de bombeio podem modificar estas janelas operacionais.
- A modelagem através de modelos matemáticos, como por exemplo, o modelo de Herschel-Bulkley (HB) para regime laminar em estado estacionário rotativo (utilizado no paper), são úteis tanto no pré-planejamento como nas operações de tempo real e após a perfuração do poço.

Com o advento do *top drive*, diversos operadores têm utilizado o *backreaming* como uma forma de repasse e limpeza do poço. Porém esta prática torna-se arriscada para poços ERD. Com o *backreaming*, o poço é quase 100% limpo abaixo da broca, porém ao passo que a coluna vai sendo puxada, é criada uma “duna” de cascalho acima do BHA, prendendo-o no poço. Assim, recomenda-se que se efetue a limpeza do poço anteriormente à descida da próxima coluna (*tripping*). Esta operação deve ser feita com a máxima vazão e RPM's disponíveis, de forma a aumentar a eficiência do varrido e garantir uma deposição homogênea dos sedimentos ao longo da parede inferior do poço. Vale ressaltar que, mesmo após três ou quatro circulações “bottoms-up”, é possível que ainda haja bastante cascalho a ser removido, por isso, recomenda-se paciência. Apesar do maior tempo gasto, vale o investimento pois, em caso de uma má limpeza do poço, certamente haverá sérios problemas ao realizar o *tripping* seguinte.

Como foi dito anteriormente, PAYNE *et alli* (1994) ressalta a importância do monitoramento contínuo das operações durante a perfuração. O fator de fricção e coeficiente de arraste da coluna são calculados a partir de dados do poço como torque, arraste, peso sobre broca, geometria do poço e peso de lama. Pequenos tubos chamados *subs* ou equipamentos de MWD são geralmente utilizados. Assim, estes fatores servirão de auxílio para os operadores de forma a checar a situação do poço quanto à sua limpeza.

Em poços de lâmina d'água profunda, pode ocorrer uma limitação na limpeza do poço na altura do *riser*. Dessa forma, utiliza-se como alternativa uma bomba chamada *riser booster pump*, que fornece uma vazão adicional ao poço, auxiliando na limpeza dos cascalhos depositados na região próxima ao leito marinho.

De acordo com os estudos de ROCHA *et alli* (2003), em poços de águas profundas e ultra-profundas, questões de limpeza de poço podem agravar-se devido a soluções relativamente simples empregadas. Procedimentos estes, que incluem o uso de maior fluxo de lama, viscosidade da lama e rotação na coluna, infelizmente tendem a aumentar a perda de carga no anular, e conseqüentemente o ECD, o que pode ser um grave problema na presença de baixo regime de gradiente de fratura comumente observado em ambientes de águas profundas. Portanto, com o intuito de evitar ECD's excessivos, a redução da ROP torna-se às vezes a única solução para se manter a limpeza do poço eficaz o suficiente para se continuar perfurando. Porém, devido ao

grande custo diário de sondas operantes em águas profundas, isso poderá impactar significativamente no custo final do poço.

MARTINS *et alli* (2003) ressalta a importância do acompanhamento e monitoramento constante da condição de limpeza do poço. Foi utilizado um equipamento chamado CFM (*Cutting Flow Meter*), como descrito por THONHAUSER *et alli* (1999), e instalado em 3 das 4 peneiras da sonda. Para fases de grandes diâmetros (16”, por exemplo), um cuidado especial deve ser tomado em relação à limpeza e ECD’s. Isto se deve a fatores como o largo diâmetro do poço, assim como a própria inclinação e à geração de cascalho de grandes tamanhos, gerados a partir da formação rasa inconsolidada. No estudo de caso considerado, não foi possível perfurar a fase de 16” sem que houvesse deposição de colchão de cascalho no fundo devido à limitações de ROP. Assim, algumas medidas de limpeza foram consideradas, como por exemplo, circulação antes de cada conexão e bombeio de colchões de fluido consecutivos.

3.4 Hidráulica e ECD

A partir do momento que as bombas de lama são ligadas, o fluido de perfuração percorre um longo caminho até o fundo poço e até a sonda, quando carrega consigo os cascalhos. Em todo esse trajeto, são geradas perdas de pressão ou perdas de carga devido ao atrito com equipamentos de superfície, coluna de perfuração, jatos da broca, espaço anular, entre outros. É importante considerar que o cálculo das perdas de carga é fundamental para uma boa otimização de hidráulica, como, por exemplo, escolha de vazões ótimas e dimensionamento das bombas.

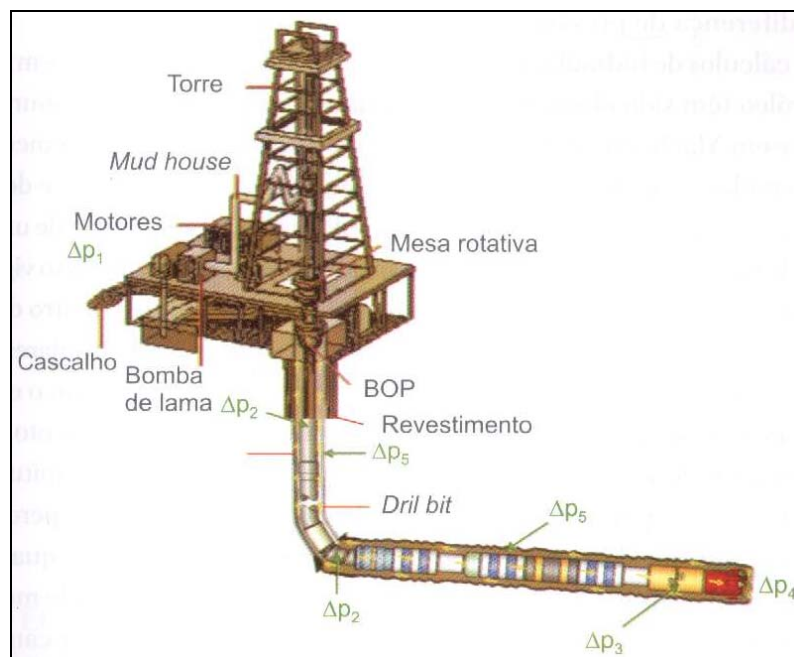


Figura 3.2: Esquema do sistema de circulação de uma sonda. (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

Os cálculos de hidráulica são objetos de vários estudos (podem ser encontrados em BOURGOYNE *et ali* (1984) e dependem fortemente do modelo reológico utilizado (Newtoniano, Bingham, Potência, etc.) e de fatores como temperatura e tipo de fluido. É também levado em consideração o regime de fluxo, se é laminar ou turbulento. Geralmente, o fluxo dentro das tubulações segue um regime turbulento, enquanto que nos espaços anulares ele é laminar, à exceção para espaços anulares pequenos e mais próximos da broca (próximo ao BHA) onde o regime também é turbulento.

Em ERD o sistema de fluidos a ser utilizado deve priorizar a performance da perfuração. Assim, MIMS *et alli* (2003) enuncia algumas diretrizes a serem seguidas:

- O fluido deve conter baixa quantidade de sólidos leves, e baixa viscosidade plástica, o que requer equipamentos especiais para controle de sólidos e agentes viscosificantes próprios. Para se alcançar uma maior performance de limpeza de poço e vazões, o fluido deve ter características pseudo-plásticas (baixa viscosidade para altas taxas de cisalhamento e alta viscosidade para baixas taxas de cisalhamento). Para WBM's, por exemplo, viscosificantes poliméricos podem ser utilizados, como goma de xantana e XCD.

- Fluidos OBM/SBM devem apresentar a maior RAO (Razão Água-Óleo) possível. Recomenda-se 80:20 RAO como valor mínimo. Uma maior quantidade de água no fluido reduz o seu custo, porém aumenta impactos operacionais na perfuração e, assim, o custo final do poço.

O autor realiza um estudo comparativo entre os diversos *drillpipes* disponíveis no mercado:

Drillpipe 5" vs. 5 1/2": A substituição de *drillpipes* de 5" por 5 1/2" reduz as pressões de bombeio significativamente. Mesmo para aplicações convencionais, há um aumento nas vazões permitidas. Isto torna-se particularmente crítico em situações em que a coluna é composta por brocas PDC e motores, devido ao alto custo de hidráulica. Comparativamente, ao instalarmos *drillpipes* de 5 1/2", é como se uma terceira bomba fosse instalada para um poço de 6500 m.

Drillpipe 5 1/2" vs. 6 5/8": Para longos poços ERD, freqüentemente são assumidos *drillpipes* de 6 5/8" como requerimento mínimo, de forma a atender as especificações mínimas de bombeio. Apesar de o tubos de perfuração de 5 1/2" serem suficientes para a maior parte das aplicações, 6 5/8" se fazem necessários em situações em que as vazões requeridas são, de, no mínimo 1000 gpm, por exemplo. Alguns projetos que justificam o uso deste tipo de *drillpipe* baseiam-se em fatores como maior tolerância à flambagem e hidráulica. Porém, a escolha deste tipo de equipamento pode inviabilizar o projeto (necessidade de uma terceira bomba, tamanho e peso da sonda,), pois as modificações necessárias na sonda seriam enormes, como o uso de uma terceira bomba, disponibilidade de espaço físico da sonda para armazenagem dos tubos, peso e tamanho da mesma. Além disso, o uso de tubos de 6 5/8" gera maior torque (possui também maior rigidez e peso específico), o que levou diversos operadores a considerarem perfis de poço em forma pseudo-catenária, o que, em contrapartida adicionou ângulo e profundidade consideráveis ao poço, comprometendo a hidráulica.

Drillpipe 5 7/8": Tem se tornado uma opção intermediária, entre 5 1/2" e 6 5/8", pois apresenta melhor hidráulica que 5 1/2", e ao mesmo tempo não apresenta todas as desvantagens dos *drillpipes* de 6 5/8".

Drillpipe 3 1/2" vs 4": Caso seja permitido pelo ECD, deveria ser considerada a substituição dos *drillpipes* de 3 1/2" por 4" para fases de pequenos diâmetros. Este tipo

de tubo melhora significativamente a hidráulica, assim como a performance de torque e flambagem.

A figura abaixo mostra resumidamente os valores de pressão de bombeio em relação à vazão. Por exemplo, podemos observar na figura que um *drillpipe* de 5 7/8" necessita de uma pressão de 3000 psi para que uma vazão de 900 gpm seja obtida, ao passo que, para a mesma vazão, precisa-se de cerca de 3700 psi caso seja usado tubos de 5 1/2".

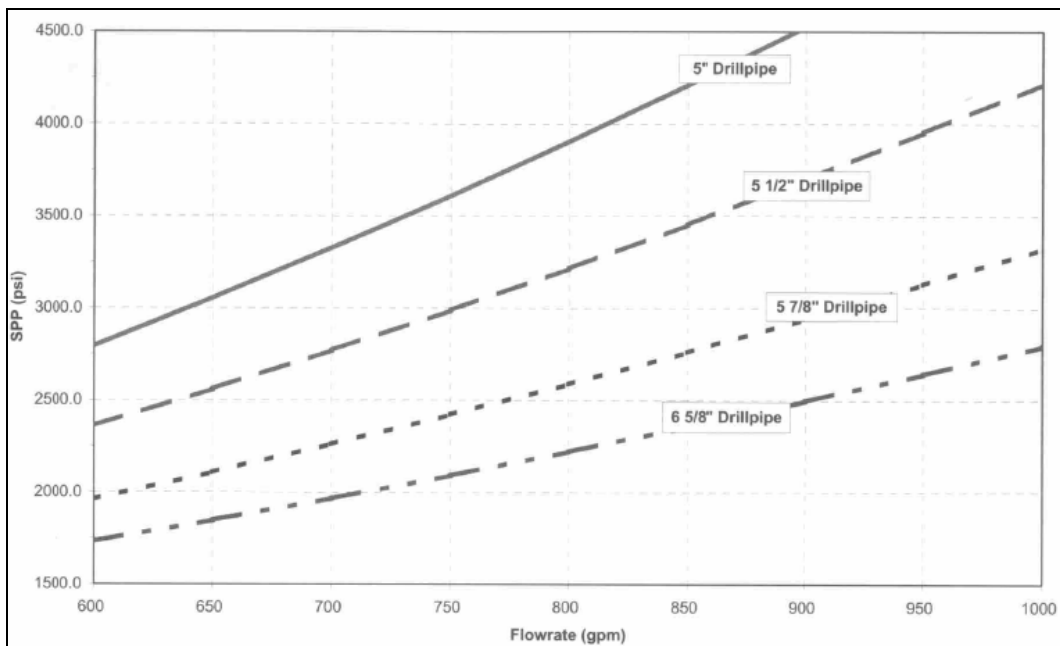


Figura 3.3: Exemplo de hidráulica em um poço de 12 1/4" para diferentes *drillpipes* (Fonte: MIMS *et alli*, 2003)

São também recomendadas conexões (*tooljoints*) com maiores ID possíveis, de forma a reduzir pressões de bombeio, e simultaneamente os menores OD, de forma a minimizar perdas de carga no anular (ECD).

Vale lembrar também da importância das quedas de pressão de utilização de equipamentos do BHA, como: sistema MWD, estabilizadores ajustáveis, motores, RSS's, entre outros. A depender do equipamento utilizado, pode haver uma queda de pressão de até 1000 psi para o seu correto funcionamento.

Conforme mencionado anteriormente, perdas de carga no anular causadas pelo atrito do fluido de perfuração entre as paredes do poço e a coluna de perfuração fazem com que a pressão ao longo do poço aumente e fique maior que a pressão hidrostática

do fluido de perfuração. Essa pressão, quando expressa em termos de peso de fluido de perfuração, gera o que se chama de densidade equivalente de circulação ou mais comumente de ECD (*Equivalent Circulating Density*).

A seguinte fórmula pode ser usada para cálculo do ECD:

$$\text{ECD (ppg)} = \text{Peso Lama (ppg)} + \Delta P \text{ anular (psi)} / 0,052 \times \text{TVD (ft)}$$

Em poços direcionais de grandes afastamentos e em águas profundas, o ECD pode se tornar crítico uma vez que seu aumento é diretamente proporcional à profundidade medida, diferentemente da pressão de fratura, que cresce conforme é aumentada a profundidade vertical. Assim, se o ECD aumentar muito, pode haver fratura da formação e, conseqüentemente, perda de circulação.

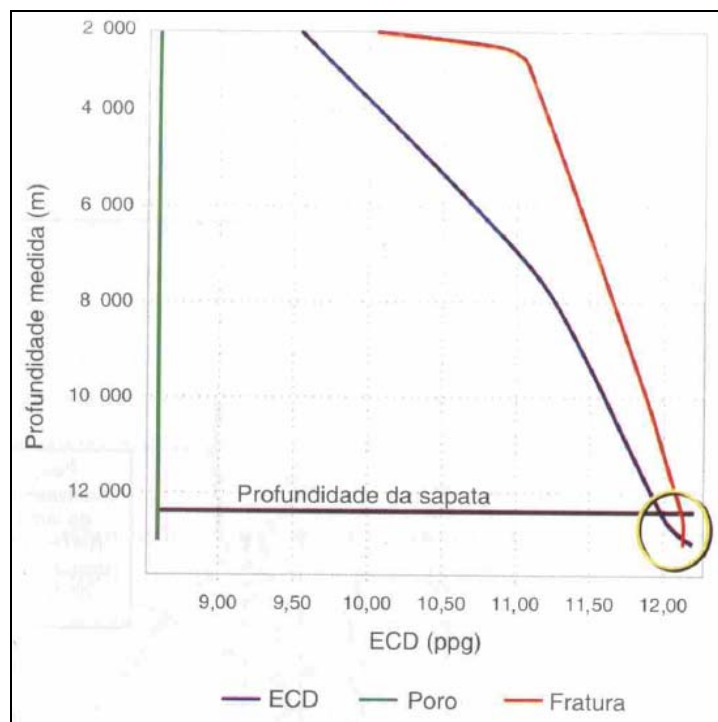


Figura 3.4: ECD da fase de 8 ½” de um poço horizontal abaixo da sapata de 9 5/8” (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

É importante que o ECD seja analisado não somente durante a perfuração, mas também em operações de manobra. Os efeitos de pistoneio causados pela manobra da coluna de perfuração chamados de *swab* (na retirada da coluna do poço) e *surge* (na

descida da coluna do poço) irão afetar as pressões no poço. A magnitude das pressões de *swab* e *surge* irá depender de fatores como velocidade de retirada/descida da coluna, viscosidade da lama e área de fluxo em torno do BHA ou revestimento. Assim, caso a velocidade de *swab* seja muito elevada, pode haver influxo (*kick*) da formação para o poço. Por sua vez, se a velocidade de *surge* for alta o suficiente para gerar uma pressão no poço maior que a pressão de fratura, haverá perda de circulação devido à fratura da formação.

Os ECD's são geralmente um fator mais significativo em poços ERD do que para poços convencionais devido a algumas razões:

- Maiores razões MD/TVD;
- São, em grande parte, poços rasos. A formação é pouco consolidada, o que diminui as tolerâncias a grandes variações de ECD;
- Utilizam *drillpipes* de maiores diâmetros por motivos de hidráulica e flambagem;
- Rotação e vazão são maiores para garantir limpeza do poço;
- Maiores períodos de exposição a poço aberto em grandes trechos.

Em fases de pequenos diâmetros (por exemplo, 8 1/2" ou menos) em ERD, determinadas rotações (acima de 50 rpm) na coluna também podem contribuir para um aumento significativo do ECD. A alta rotação na coluna (normalmente quando se deseja otimizar a limpeza do poço) irá induzir um fluxo espiralado do fluido, aumentando a distância percorrida pelo mesmo até as peneiras.

Anteriormente a descidas e cimentação de revestimentos, deve-se utilizar um fluido pouco denso e, de uma forma geral, deve-se utilizar fluido que apresente fraca interação na fase gel, de forma a não haver grandes perdas de energia na indução de fluxo do fluido.

A tecnologia PWD (*Pressure While Drilling*) tem sido largamente empregada, pois possibilita a medição direta dos valores de ECD, seja em tempo real ou em dados de profundidade ao final de cada corrida.

MIMS *et alli* (2003) aponta que a redução da vazão de bombeio é geralmente a primeira opção caso o ECD seja crítico. Porém, valores muito baixos podem comprometer a qualidade da limpeza do poço. Como dito anteriormente, RPM's muito

altos também podem contribuir para o aumento do ECD. Assim, recomenda-se a tomada de diversas medidas de ECD para várias vazões e rotações, de forma a se obter a melhor configuração para a aplicação específica.

3.5 Torque, Arraste e Flambagem

Torque, arraste e flambagem são diretamente influenciados por diversos fatores, que incluem trajetória do poço, tipo de revestimento, coluna, diâmetro do poço, limpeza, fluido e tipo de completação.

Segundo MIMS *et alli* (2003), diversos poços ERD perfurados nos últimos 10-15 anos que falharam em atingir os objetivos não foram possíveis de serem concluídos devido ao pouco conhecimento de fenômenos como torque, arraste e flambagem. Na maior parte das vezes, essas falhas manifestam-se das seguintes maneiras:

- Alto torque, o que excede a capacidade do *topdrive* ou capacidade da coluna;
- Inabilidade de descer revestimento (diversas vezes incorretamente considerada como prisão da coluna ou formação de colchão de sedimentos);
- Impossibilidade de orientação do poço.

As seções que se seguem discutem a fundamentação teórica de torque, arraste e flambagem, seguidas por algumas considerações práticas para planejamento e operações.

3.5.1 Torque e Arraste (*Torque e Drag*)

Em poços verticais, não há contato entre a coluna e a parede do poço (teoricamente), por isso os valores de torque e arraste não são significantes. Porém, em um poço desviado, forças adicionais são observadas durante o contato da coluna com o

poço no momento de sua rotação. Estas forças são cumulativas e, quanto maior o comprimento e o ângulo do poço, maiores são estes esforços.

Alguns outros fatores contribuem para as forças reativas ao se girar a coluna, como regime de tensões na coluna, severidade de *dogleg*, espaço anular, peso da coluna e lubricidade ou fator de fricção. Estes dois últimos são funções do fluido utilizado e do tipo da formação.

O tipo de torque citado acima pode ser chamado de **torque friccional**. O **torque mecânico** é gerado a partir da interação da coluna e do BHA com a “cama” de sedimentos, formações instáveis e prisão por pressão diferencial. Há ainda um terceiro tipo, que ocorre quando do contato da broca com a perfuração. O **torque na broca** contribui significativamente e deve ser levado em consideração em simulações e estimativas para a determinação das especificações de equipamentos no planejamento das operações. O torque gerado irá depender do tipo de broca utilizado e, geralmente, brocas PDC geram maiores valores que as tricônicas. *Subs de Downhole Torque (DTOR)* são um dos meios de se determinar o torque na broca.

O **arraste** é gerado de modo semelhante ao torque, e normalmente ocorre quando não há rotação na coluna, de forma que os tubos são movidos somente na direção axial. As forças de arraste sempre ocorrem na direção oposta de movimentação da coluna (*drillstring*). Problemas de arraste ocorrem tanto na retirada de colunas (*pick-up*) como na descida destas (*slack-off*). O arraste *slack-off* pode limitar o trecho no qual se realiza a perfuração orientada a partir do momento que as forças geradas pela fricção da coluna na parede do poço superam o peso da mesma. Geralmente o arraste gerado em operações de *pick-up* são maiores que os observados em *slack-offs*.

BERRY *et alli* (2005) apresenta métodos mecânicos de redução de torque e drag aplicados a poços ERD e ressalta a importância da aplicação de ferramentas apropriadas. Tais ferramentas, para arraste, apresentaram comportamentos distintos de poço para poço segundo seu estudo, sendo a região de poço aberto mais imprevisível que o intervalo a poço revestido.

É importante ressaltar que o torque e o arraste são sensíveis ao fator de fricção observado em cada cenário da perfuração. Este, por sua vez, depende do tipo de fluido, da tortuosidade e rugosidade do poço, e se a coluna está em contato com o revestimento

ou com a formação. A figura abaixo apresenta alguns valores de fatores de fricção para poço aberto e revestido.

Tabela 3.3: Fatores de Fricção por tipo de fluido a poço revestido e a poço aberto. (Fonte: Landmark)

Tipo de Fluido	Fator de Fricção a Poço Revestido	Fator de Fricção a Poço Aberto
Ar	0,35 a 0,55	0,40 a 0,60
Espuma	0,30 a 0,40	0,35 a 0,55
Lingnossulfato	0,20 a 0,25	0,20 a 0,30
Polímero	0,15 a 0,22	0,20 a 0,30
Base óleo	0,10 a 0,20	0,15 a 0,20

Conforme observado em COCKING *et alli* (1997), o famoso caso Wytch Farm, campo situado no Mar do Norte, foi um dos casos de grande sucesso na perfuração ERD. Três poços em perfil pseudo-catenária foram perfurados e seus benefícios foram confirmados após a comprovação de inviabilidade técnica de um poço *build-and-hold* previamente perfurado. O perfil em pseudo-catenária perfurado em Wytch Farm foi construído com taxas de ganho iniciais de 1.0 – 1.5°/30 m aumentando gradativamente até a taxa máxima de 2.5°/30 m. As seções tangentes de 80.2°, 80.5° e 82.3° foram utilizadas nos poços, o que contribuiu para uma redução de torque de até 25% na descida de revestimento. A trajetória mostrou-se benéfica ao promover a maior facilidade de descida de ferramentas tubulares e de se perfurar orientando. Porém uma das desvantagens deste tipo de trajetória é o aumento da profundidade medida do poço.

A lubricidade do fluido é um importante parâmetro de impacto no torque e arraste. Em Wytch Farm, poços de correlação foram utilizados para estimativas de lubricidade, porém, torques com valores 40% acima do esperado foram observados e a lubricidade tornou-se um fator de controle importante. Os testes realizados demonstraram que a razão água-óleo (RAO) do fluido foi crucial para o bom desempenho quanto à lubricidade na fase de 8 ½". Fricções metal-metal utilizando fluido com RAO 90/10 foram 50% mais altas que 68/38, e a fricção metal-areia foi 40%

superior. As maiores quantidades de óleo no fluido auxiliaram na redução do torque, porém as trajetórias extremas do ambiente dos poços e a dificuldade de limpeza ainda assim resultou em valores significativos de torque.

DPP's (*Non-rotating Drillpipe Protectors*) são de grande auxílio na redução de torque e foram responsáveis por 25% menos esforços na seção revestida do poço F19 de Wytch Farm, de acordo com MEADER *et alli* (2000).

3.5.2 Flambagem (*Buckling*)

A flambagem da coluna em operações de perfuração, revestimento e completação é um fenômeno razoavelmente comum e quase sempre controlável. Porém, em poços com altas inclinações a flambagem pode se tornar um grande problema, pois dificulta a descida da coluna e principalmente a transmissão de peso sobre a broca.

A figura abaixo apresenta os dois tipos conhecidos de flambagem: senoidal e helicoidal. Na perfuração há boa convivência com a forma senoidal, porém, o caso helicoidal é considerado extremo, não havendo solução contornável para o problema.

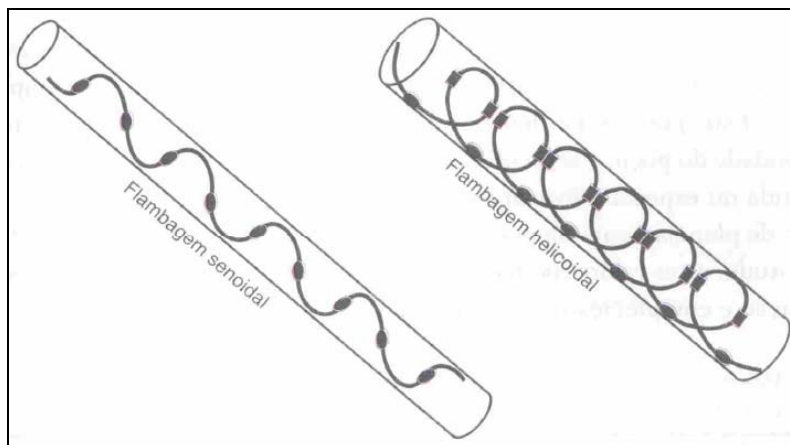


Figura 3.5: Tipos de flambagem (Fonte: ROCHA *et alli*, 2008)

Existem algumas modelagens na literatura para o cálculo de flambagem, mas a mais utilizada é a de Dawson e Paslay (1984), segundo as equações que se seguem.

- Flambagem senoidal:

$$FS = 2 \times \sqrt{E \times I \times w \times \frac{\text{sen}\alpha}{r}}$$

- Flambagem helicoidal:

$$FH = 2 \times \sqrt{2 \times E \times I \times w \times \frac{\text{sen}\alpha}{r}}$$

Assim, $FH = 1,41 \times FS$

Onde:

FS = força crítica de flambagem senoidal;

FH = força crítica de flambagem helicoidal;

E = módulo de *Young* (para o aço é 29×10^6 psi);

I = momento de inércia (pol⁴) (para tubos = $\pi \times (de^4 - di^4) / 64$)

de = diâmetro externo da coluna;

di = diâmetro interno da coluna;

w = peso flutuado (lb/pé);

α = inclinação do poço;

R = raio livre do anular ou *radial clearance* (pol) = $(dp - de) / 2$

dp = diâmetro do poço.

Geralmente a flambagem não é danosa, caso não haja rotação na coluna. Se houver rotação a coluna irá sofrer fadiga rapidamente, principalmente em regiões de grandes espaços anulares, onde há maior espaço para a flexão da coluna no poço.

São citadas abaixo algumas situações nas quais há a ocorrência de flambagem em poços ERD:

- A seção vertical do poço é propensa à flambagem se em compressão. Isto se deve ao fato de os tubos serem fracamente forçados e não serem suportados pela parede do poço.
- Região de longas seções tangentes, devido à alta compressão da coluna enquanto é empurrada dentro do poço.
- Regiões no entorno da sapata do *liner*, onde uma coluna de pequeno diâmetro é descida (por exemplo *drillpipes* 3 ½” dentro de *liners* de 7”).
- Seções de grandes diâmetros, como seções de *risers* e seções rasas com altos ângulos;
- Em poços tipo *build-and-hold* a flambagem é geralmente mais improvável, devido ao fato de os *drillpipes* fletidos serem mais resistentes à flambagem.

Um dos métodos tradicionalmente utilizados na redução da flambagem de poços horizontais convencionais é o posicionamento estratégico dos HWDP's ao longo da coluna, porém caso torque, arraste e hidráulica forem fatores limitantes, não será uma boa idéia a sua aplicação em poços *extended reach*.

Assim, sugere-se o uso de *drillpipes* de maiores diâmetros, como 5 ½”, 5 7/8” e 6 5/8”. Estes tubos possuem maior rigidez (é função de seu diâmetro), porém geram maiores ECD's. Atenção especial deve ser tomada em caso de poços ERD rasos, onde há baixas pressões de fratura.

A indústria desenvolveu algumas ferramentas que têm a habilidade de enrijecimento dos *drillpipes*. A maior parte destes itens requer planejamento apropriado já que são relativamente caros e normalmente devem ser pedidos com antecedência.

Bladed Drillpipe: também chamado de *Integral bladed-drillpipe*, irá promover maior rigidez sem aumento significativo de peso, além de prover melhor limpeza do poço.

Non-Rotating Drillpipe Protectors / Roller Bearing Subs: *subs* não rotativos que, além de aumentar a rigidez do conjunto, promovem a redução de torque e arraste. Porém, deve-se levar em consideração os ECD's gerados pelo conjunto, além da importância do correto posicionamento e do número de colares utilizados devido ao risco de perda no poço.

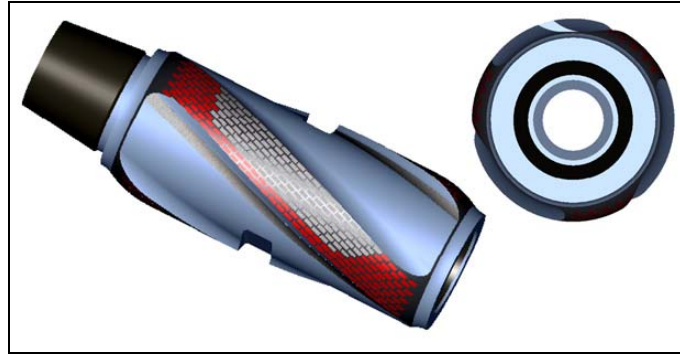


Figura 3.6: *Roller Bearing Sub* (Fonte: Stable Services)

Roller Centralizers: Estes tipos de centralizadores podem ser adicionados à coluna de revestimento ou completação, minimizando o arraste e, conseqüentemente, a tendência à flambagem.



Figura 3.7: *Roller Centralizer* (Fonte: Weatherford)

Experiências da empresa *K&M Technology Group* comprovaram a eficácia destas ferramentas, especialmente em poço revestido. Porém, as operações a poço aberto são limitadas.

3.6 Tecnologias e Ferramentas Especiais

A escolha correta das ferramentas a serem utilizadas em poços ERD é fundamental para assegurar a viabilidade do projeto. A seguir serão apresentadas as principais ferramentas e equipamentos utilizados na perfuração ERD.

3.6.1 Perfuração Direcional

3.6.1.1 Motores Steerable

A utilização de motores no controle direcional irá depender de diversos fatores, como: tipo de ambiente, tipo de broca e formação. Alto torque, alta RPM ou alta potência é necessária? A escolha do tipo de motor irá depender da prioridade: se é ROP ou orientação. Brocas agressivas e formações com muitas laminações podem requerer alto torque de modo a prevenir “estalos” (*stalls*) no motor. Motores *high speed* são mais indicados para formações que respondem melhor a maiores RPM's (mais que WOB), por exemplo.

Caso brocas tricônicas sejam utilizadas, motores de alto torque e potência não trazem grandes benefícios, já que este tipo de broca não suporta grandes pesos sobre broca.

3.6.1.2 Estabilizadores Ajustáveis

Há diversos tipos de estabilizadores ajustáveis no mercado, que vão desde os mais simples, com diâmetros que variam desde 6” até 17 ½” e podem ser hidraulicamente ou mecanicamente ativados, até os mais complexos que dispõem de sistemas pulsativos próprios que se comunicam em tempo-real com a superfície, podendo apresentar diâmetro de 12 ¼”, 9 7/8” e 8 ½” com variação máxima de até 1 ¾”.

Geralmente são descidos juntamente com motores para melhor controle azimutal, sendo crescentemente aplicados em RST's (*Rotary Steerable Tools*).

3.6.1.3 Ferramentas *Rotary Steerable* (RST)

Têm sido cada vez mais utilizadas na indústria devido à sua alta capacidade de controle de direção e inclinação, além de eliminarem o modo orientado de perfuração, em que a coluna é mantida parada. Desse modo, levaram os motores à obsolescência.

Grande parte das RST's é composta de ferramentas do tipo *push-the-bit*. A relativamente recente tecnologia *point-the-bit* tem se mostrado eficiente, podendo ser largamente utilizada no futuro.

Um fator limitante desta tecnologia é seu alto custo, tornando os motores preferíveis caso seja desejado um poço de menor complexidade ou mais barato (geralmente usado em campos maduros), por exemplo.

3.6.1.4 Estabilizadores Rotativos Próximos à Broca

Inicialmente utilizados no Mar do Norte, têm sido extensivamente utilizados em diversas aplicações no mundo.

Consiste em um simples e curto estabilizador posicionado entre a broca e a base do motor e, de acordo com diversos operadores, proporciona melhor ROP's. Outros operadores apontaram, porém, um aumento no torque no poço. Tudo indica que sua utilização depende do tipo de formação perfurada.

3.6.1.5 Ferramentas *At-Bit Inclination* (ABI)

O surgimento da tecnologia de geodirecionamento contribuiu para a expansão da tecnologia de sensores ABI. Estes sensores reduzem as incertezas nas medidas das ferramentas de MWD tradicionais.

Podem também ser utilizadas em outros contextos, como por exemplo:

- Regiões de aterrissagem de poços horizontais, pois geralmente coincide com mudança de formação;
- Seções de ganho de ângulo, pois o ABI reduz o risco de erro da trajetória;
- Perfuração orientada em regiões onde há mudança de formação;
- Orientação a baixas velocidades.

3.6.2 Tecnologia MWD

3.6.2.1 Vibrações Multi-axiais em Tempo Real

O uso de sensores de vibração em equipamentos de MWD permite a variação dos parâmetros de forma a otimizar ROP e/ou prevenir falhas no BHA e na broca. Também pode indicar uma indicação prévia de falha nos rolamentos de uma broca tricônica antes da perda de um dos cones para o poço, por exemplo.

Esta tecnologia também fornece informações valiosas na avaliação da razão da ocorrência de alguns problemas, como vida curta da broca PDC, falhas nos sensores MWD e falhas na coluna. Também pode ser utilizada para uma avaliação da broca mais indicada e do BHA a ser utilizado nas próximas corridas ou poço.

Estes sensores analisam vibrações axiais (*bit bounce*), laterais (*whirl*) e torsionais (*stick-slip*), sendo esta última a mais danosa às ferramentas. A tabela abaixo apresenta a descrição, os sintomas e as principais ações de controle de cada tipo de vibração.

Tabela 3.4: Tipos de vibração em perfuração direcional (Modificado de MIMS *et alli*, 2003)

Tipo de Vibração	Descrição e Sintomas Principais	Recomendações
Axial (<i>Bit Bounce</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Frequentemente vista na superfície em poços rasos ou verticais • Perfuração em formações duras • Dano na broca 	<ul style="list-style-type: none"> • Usar <i>shock subs</i> • Ajuste de parâmetros (maior RPM enquanto menor WOB)
Lateral (<i>Whirl</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • A broca “bate” contra a parede do poço enquanto gira, seja no sentido horário ou anti-horário • Complexa e destrutiva • Grande problema em brocas PDC • Desgaste localizado em <i>tooljoints</i> • Valores de torque mascarados 	<ul style="list-style-type: none"> • Brocas anti-<i>whirl</i> • Ajuste de parâmetros (maior WOB enquanto menor RPM) • Retirar do fundo e retornar rotação • Montagem do BHA
Torsional (<i>Stick-Slip</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Flutuações cíclicas de torque / <i>stall</i> no top drive • Flutuações de 0-300 rpm pelos sensores MWD • Juntas altamente torquedadas 	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste de parâmetros (maior RPM enquanto menor WOB) • Design broca

3.6.2.2 Pressão Anular em Tempo Real (*Pressure While Drilling – PWD*)

Ferramentas de PWD fornecem informação em tempo-real de pressões tanto no interior da coluna como no espaço anular. Geralmente terão maior aplicabilidade em diâmetros menores onde espaços anulares são menores (por exemplo 8 ½” ou menores), e os dados podem ser usados para as seguintes aplicações:

- Sinalizar previamente *packing off*;
- Avaliar e gerenciar ECD’s;
- Indicar a qualidade da limpeza do poço;
- Hidráulica;
- Útil em casos de controle de poço.

3.6.2.3 Downhole WOB / Downhole Torque

Estas ferramentas podem fornecer informações valiosas sobre o que realmente está acontecendo na broca. Isto pode ser especialmente importante quando o ROP é baixo.

Também é considerada uma boa ferramenta de monitoramento da limpeza do poço. Quando a limpeza torna-se ruim, os valores fornecidos pelo DWOB/DTORQ divergem daqueles observados na superfície, indicando que há modificação nos parâmetros ou que alguma medida de remediação é necessária.

3.6.2.4 Caliper MWD

Estes sensores são compostos geralmente por três transdutores acústicos dispostos radialmente com de 120° entre si e têm como objetivo fornecer o diâmetro do poço tanto na perfuração orientada quanto rotativa. Fornecem *feedback* imediato sobre as condições de estabilidade de poço, bem como detectam as condições de desgaste de broca, formação excessiva de reboco e *washouts*.

Algumas aplicações:

- Correção de valores raios gama, resistividade e de dados neutrônicos;
- Avaliação em tempo-real da estabilidade do poço;
- Avaliação de limpeza e hidráulica;
- Fornece exata localização dos pontos de empescoamento ou alargamento do poço;
- Cálculos de volume de cimento;
- Permite a medição dos múltiplos efeitos da não-operação no poço durante as diversas descidas de tubos.

3.6.2.5 Giroscópios de MWD

Ao se realizar o *kick off* do poço de uma plataforma com diversos outros poços, será necessária a obtenção do azimute através do registros direcionais múltiplos com giroscópios devido à interferência magnética sofrida pelas outras ferramentas de MWD.

4 Estudo de Caso

4.1 Introdução e Contextualização

A motivação para a elaboração de um estudo de caso aplicado ao desenvolvimento da tecnologia de perfuração de poços de longa extensão teve como base o Prêmio Tecnologia do site da Petrobras. O tema “Poços de grande afastamento horizontal” faz parte da carteira de temas pertencentes a esse concurso. Esse tema também voltou a ganhar bastante ênfase pelo fato deste ser uma ótima solução à produção de óleo pesado em ambiente *offshore*. Conforme vem sendo publicado em site, a Petrobras vem desenvolvendo diversas estratégias que viabilizarão a produção deste tipo de óleo. De acordo com especialistas, a produção de campos com estas características é mais eficiente quando são abertos poços de horizontais de longa extensão. O teste de longa duração no campo de Jubarte, no Espírito Santo, a 1300 m de profundidade, foi o principal laboratório da companhia neste assunto. Com uma produção em torno de 20 mil barris por dia, enquanto a expectativa inicial da Petrobras era de 15 mil barris, Jubarte produz um óleo de 17° API em um poço horizontal de 1076 m de extensão. Com priorização do desenvolvimento de alguns campos de óleo pesados recentemente descobertos e inclusos no Plano de negócios 2009-2013, como os casos dos campos de Maromba e Papa Terra, o tema não só ganhou uma dimensão científica, como também operacional.

Outro fato também bastante relevante que também aumentou essa dimensão operacional foi o plano de desenvolvimento do campo de peregrino, que será operado pela empresa norueguesa StatoilHydro. Conforme plano desenvolvimento publicado no site da ANP, serão perfurados 37 poços, sendo grande parte desses horizontais de longo alcance.

Baseado no texto acima, elaborou-se um estudo de caso para a perfuração de poços de longa extensão que poderá ser aplicado no campo de peregrino. Os seguintes dados foram retirados do sumário executivo do campo de Peregrino:

- Lamina d'água média de 100 m de profundidade.
- Utilização de plataforma fixa para a perfuração dos poços.
- A seção horizontal dos poços atingirá os reservatórios areníticos da formação Carapebus da idade Maastrichtiano, na profundidade de 2200 metros.

O estudo de caso foi dividido em 2 etapas:

1. A elaboração das trajetórias.
2. Escolha da tecnologia aplicada para a perfuração direcional.

Conforme explicitado ao longo do trabalho, sabe-se que um poço de longa extensão é classificado quando apresentando razão Afastamento/TVD é maior que 2, excetuando-se casos de poços 3D. Baseado no critério acima e nas informações do sumário de Peregrino, o mínimo afastamento necessário para os poços deste campo serem classificados como de longo afastamento é 4400 m. Desse modo, criou-se a Trajetória 1, que apresenta o afastamento acima. Uma segunda trajetória foi escolhida e apresenta afastamento de 5600 m, sendo considerada como uma trajetória que apresenta maiores desafios. Ressalta-se que os valores de afastamento aqui descritos vão somente até o início da seção horizontal, na entrada do reservatório.

Para o cálculo da trajetória foi utilizado o método descrito na seção 2.4.1.3 deste trabalho. Foi escolhido o *software* Microsoft Excel devido à sua praticidade e disponibilidade.

Como dado de entrada, foi colocado um *kickoff point* fixo num TVD de 500 m, uma taxa de ganho de ângulo máximo de 2°/30 m na primeira seção de ganho devido à probabilidade de haver menor competência da formação. A segunda seção de ganho de ângulo foi construída com 3°/30 m. O critério de assentamento das sapatas dos revestimentos foi baseada em ROCHA *et alli* (2003) e pode ser observada na figura a seguir:

Casing Diameter	Setting Depth Criteria
30"	50 m below mud line
20"	Right above kick-off point
13 3/8"	3000 m MD below mud line
9 5/8"	End of tangent section

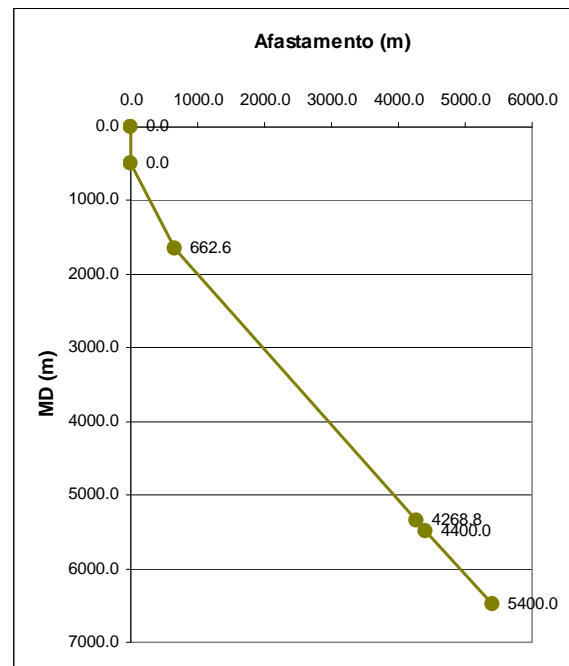
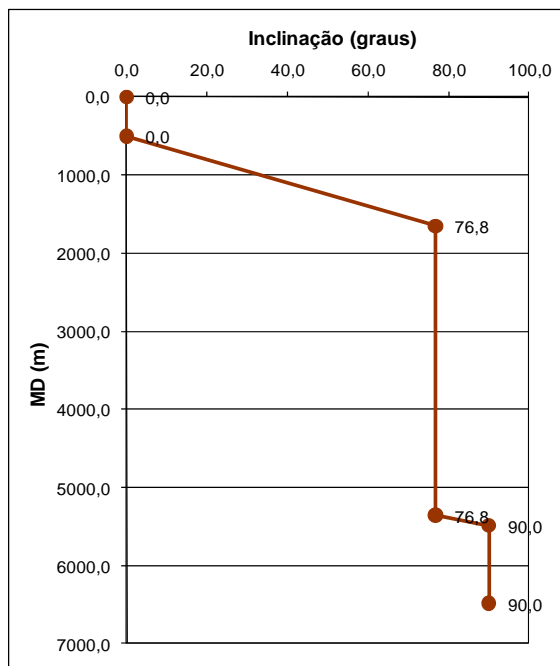
Figura 4.1: Assentamento de sapatas

Com base nos dados de entrada e na definição das trajetórias, tem-se:

Trajetoária 1: Conforme tabela abaixo, possui como característica um MD final de 6487.2 m, considerando um trecho horizontal de 1000 m. Uma seção de 12 ¼” será perfurada até o final da seção tangente, a 5354.8 m, considerando que a sapata de 13 3/8” estará situada a 3000 m. A fase de 8 ½” será perfurada a partir da profundidade da sapata do revestimento de 9 5/8” situada à profundidade final da seção de 12 ¼”, indo até o final do poço, a uma MD total de 6487.2 m. A tabela e figuras abaixo ilustram o citado acima.

Tabela 4.1: Trajetória 1

	TVD (m)	Inclinação (°)	BUR (°/30m)	MD (m)	Afastamento (m)
Tie on	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KOP	500.0	0.0	0.0	500.0	0.0
1º buildup	1336.6	76.8	2.0	1651.4	662.6
Seção tangente	2184.8	76.8	0.0	5354.8	4268.8
2º buildup	2200.0	90.0	3.0	5487.2	4400.0
Seç horizontal	2200.0	90.0	0.0	6487.2	5400.0



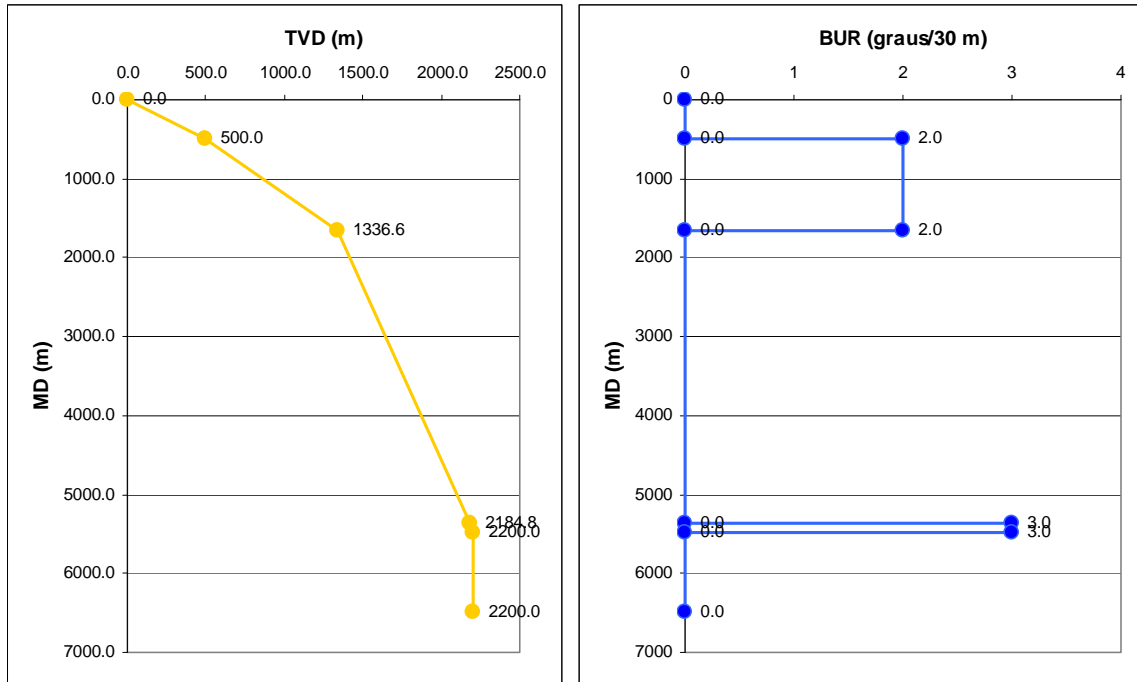


Figura 4.2: Trajetória 1

Trajetória 2: Conforme ilustrado na tabela 4.2 e na figura 4.2, a profundidade total do poço é de 7663,3 m, considerando uma seção horizontal também de 1000 m. A fase de 12 ¼” será perfurada até o final da seção tangente a 6563,3 m, com o revestimento de 13 3/8” a 3000 m MD. A seção de 8 ½” partirá da sapata do revestimento de 9 5/8”, a 6563,3 m, até o final do poço, a 7663,3 m.

Tabela 4.2: Trajetória 2

	TVD (m)	Inclinação (°)	BUR (°/30m)	MD (m)	Afastamento (m)
Tie on	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
KOP	500,0	0,0	0,0	500,0	0,0
1° buildup	1346,4	80,0	2,0	1699,9	710,1
Seção tangente	2191,3	80,0	0,0	6563,3	5500,5
2° buildup	2200,0	90,0	3,0	6663,3	5600,0
Seç horizontal	2200,0	90,0	0,0	7663,3	6600,0

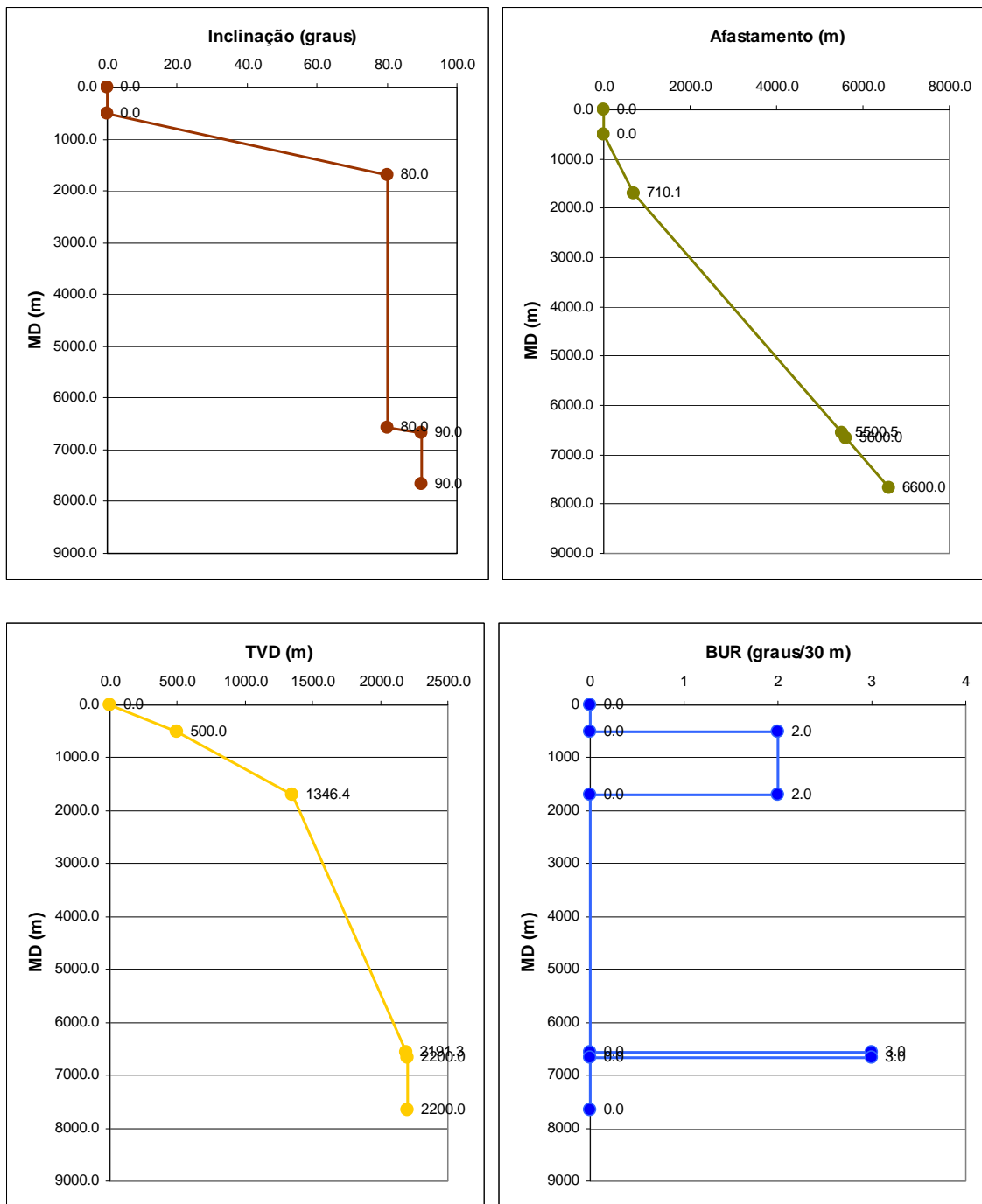


Figura 4.3: Trajetória 2.

Em seguida às trajetórias, foi-se feita a escolha do tipo de tecnologia de direcional. Conforme explicado no capítulo 2, temos como principais ferramentas direcionais as tecnologias de motor de fundo e RSS (*Rotary Steerable System*). Os motores são mais baratos, apresentam bom controle direcional e são robustos, enquanto que os RSS's são sistemas mais caros e, geralmente utilizam alta tecnologia, proporcionando melhor controle da trajetória do poço.

Os critérios para a utilização destas tecnologias em poços de longa extensão são baseados nos seguintes critérios abaixo:

- Custo operacional;
- Disponibilidade das tecnologias;
- Design do poço;
- Parâmetros operacionais.

No caso em questão, nos limitaremos apenas à escolha de parâmetros operacionais para cálculo de hidráulica, tendo como foco do estudo pressão máxima na superfície.

Foram considerados como dados de entrada, as seguintes variáveis:

Pressão máxima na superfície: foi consultado o site da Pride e observado que boa parte das sondas dispõem de 3 bombas com 1600 HP de potência e uma pressão máxima 4670 psi. A partir dessa premissa, foi escolhida uma bomba com capacidade máxima de 4670 psi.

Broca: foram escolhidas broca PDC com TFA de 1,571 pol² para a fase de 12 ¼” e outra PDC com TFA de 0,610 pol² para a seção de 8 ½”, de forma a reduzir perdas de carga nos jatos.

Fluido de perfuração: os fluidos abaixo (figura 4.3) foram selecionados com base no artigo ROCHA *et alli* (2003), que ressalta a boa característica de limpeza dos mesmos e baixas perdas de carga em poços de grande extensão. O fluido da fase de 12 ¼” apresenta alta lubricidade, boa capacidade de carreamento de cascalho, custo relativamente baixo e aceitação ambiental. Para a fase de 8 ½”, o fluido apresentado fornece maior viscosidade de modo a melhorar a limpeza do poço além de prover boa capacidade inibidora.

Section	12 ¼"	8 ½"
Mud Name	Synthetic	Thixcarbo
Mud Type	Synthetic	Water-based
Mud Rheology	Herschel Bulkley	Herschel Bulkley
Mud Weight	9.7 [ppg]	9.3 [ppg]
PV	24.00 [cp]	33.00 [cp]
YP	18.00 [lbf/100ft ²]	31.00 [lbf/100ft ²]
0-Sec Gel	12.00 [lbf/100ft ²]	12.00 [lbf/100ft ²]
n'	0.6371	0.7365
K'	0.0346 [lbs ⁿ /ft ²]	39.00 [lbs ⁿ /ft ²]

Figura 4.4: Tipos de fluido utilizados

BHA: Ambos os BHA's foram escolhidos conforme exposto por ROCHA *et alli* (2003). A tabela 4.4 abaixo ilustra o BHA utilizado para a fase de 12 ¼" para a trajetória 1. Para a trajetória 2 foi usada a mesma configuração, com apenas um maior número de *drillpipes*. Ressalta-se que foram utilizados 3 DC's e 8 HWDP's devido à necessidade de peso sobre a broca. A tabela 4.5 ilustra o BHA simulado para a fase de 8 ½".

Tabela 4.3: BHA fase de 12 ¼" para trajetória 1.

Section Type	Length (m)	Depth (m)	OD (in)	ID (in)	Weight (kg/m)	Item Description
Drill Pipe 5" , 5 ½" or 6 5/8"	5220,459	5220,46				
Heavy Weight	40	5260,46	6,625	4,5	109,38	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 6 5/8 in, 73.50 ppf
Jar	9,2	5263,66	7	2,5	171,5	Mechanical Jar SERIE 454-7, 7" in
Heavy Weight	40	5303,66	6,625	4,5	109,38	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 6 5/8 in, 73.50 ppf
Drill Collar	30	5333,66	6,75	3	145,41	Drill Collar 6 3/4 in, 3 in, 5 DS
MWD	9,144	5342,8	8	3	218,77	MWD Tool 8 , 8 x3 in
Stabilizer	1,524	5344,33	7	3,25	152,89	Integral Blade Stabilizer 9 1/2" FG, 7 x3 1/4 in
RSS or motor						
Bit	0,305	5354,8	12,25		397,34	PDC Bit, 8 x16, 1,571 in ²

Tabela 4.4: BHA fase de 8 1/2" para a trajetória 2.

Section Type	Length (m)	Depth (m)	OD (in)	ID (in)	Weight (kg/m)	Item Description
Drill Pipe 5", 5 1/2" or 6 5/8"	7511,28	7511,28				
Heavy Weight	40	7551,28	5	3	73,96	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Jar	11,067	7562,35	6,75	2,5	102,46	Hydro-Mechanical Jar Bowen Hyd/Mech, 6 3/4 in
Heavy Weight	40	7602,35	5	3	73,96	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Drill Collar	30	7632,35	6,75	2,5	154,75	Non-Mag Drill Collar 6 3/4 in, 2 1/2 in, 4 1/2 H-90
MWD	9,144	7641,49	6,75	2,813	149,77	MWD Tool 6 3/4 , 6 3/4 x2 13/16 in
Stabilizer	1,524	7643,02	4,125	1,5	58,73	Integral Blade Stabilizer 6 1/4" FG, 4 1/8 x1 1/2 in
MWD	9,144	7652,16	6,75	3	145,43	MWD Tool 6 3/4 , 6 3/4 x3 in
Stabilizer	1,524	7653,68	4,25	1,25	65,63	Near Bit Stabilizer 6 1/2" FG, 4 1/4 x1 1/4 in
RSS or motor						
Bit	0,305	7663,3	8,5		133,93	PDC Bit, 3x11 e 3x12, 0,610 in ²

Tecnologia Direcional: Os motores de fundo foram retirados no site da empresa Dynadrill e apresentam as configurações mostradas na tabela 4.6 e figura 4.5 abaixo. As faixas de perda de carga para os motores de 8" e 6 3/4" são de, respectivamente, 220 a 345 psi (395 a 900 gpm) e 348 a 460 psi (265 a 660 gpm). RSS's foram considerados como pequenos *subs* apresentando, assim, uma perda de carga média considerada de 15 psi.

Component	Description	Manufacturer	Model	Nominal Size	Length (m)	Body		Weight (kg/m)
						OD (in)	ID (in)	
Steering Tool	RSS 1			8,5	6,10	8,500	3,375	215,00
Steering Tool	RSS 2			6,75	5,50	6,750	2,625	190,00

Component	Description	Nominal Size	Length (m)	Body		Weight (kg/m)	Grade	Connection	Linear Capacity (bbl/ft)	Closed End Displacement (bbl/ft)
				OD (in)	ID (in)					
Bent Housing	6 3/4"-4:5-7 Stage	6.75	9,312	6,750	2,500	104,10	4145H MOD	4 1/2 IF	0,0061	0,0443
Bent Housing	8"-4:5-3 Stage	8.00	10,168	8,000	3,000	154,66	4145H MOD	6 5/8 Reg	0,0087	0,0622

Figura 4.5: Tecnologias direcionais

Tubulação: De todos os itens, os *drillpipes* são os que mais influenciarão na simulação hidráulica devido à grande extensão de contato do fluido com estes tubos. Devido aos poços de longo afastamento possuem grandes comprimentos, a maior fração da perda de carga estará localizada na tubulação e, dependendo da espessura tamanho da seção anular, altas perdas de carga poderão ocorrer também neste espaço. De acordo com o exposto por MIMS *et alli* (2003), tubos de perfuração frequentemente

utilizados são de 5", 5 1/2" e 6 5/8". Desse modo, optou-se por estes diâmetros nas simulações.

Tendo em visto que a escolha dos tubos de perfuração tem grande influência na aplicação da tecnologia, foi feita uma análise de sensibilidade para correlacionar o tipo de tecnologia direcional com a escolha do melhor diâmetro dos tubos de perfuração.

4.2 Resultados e Discussão

4.2.1 Fase 12 1/4"

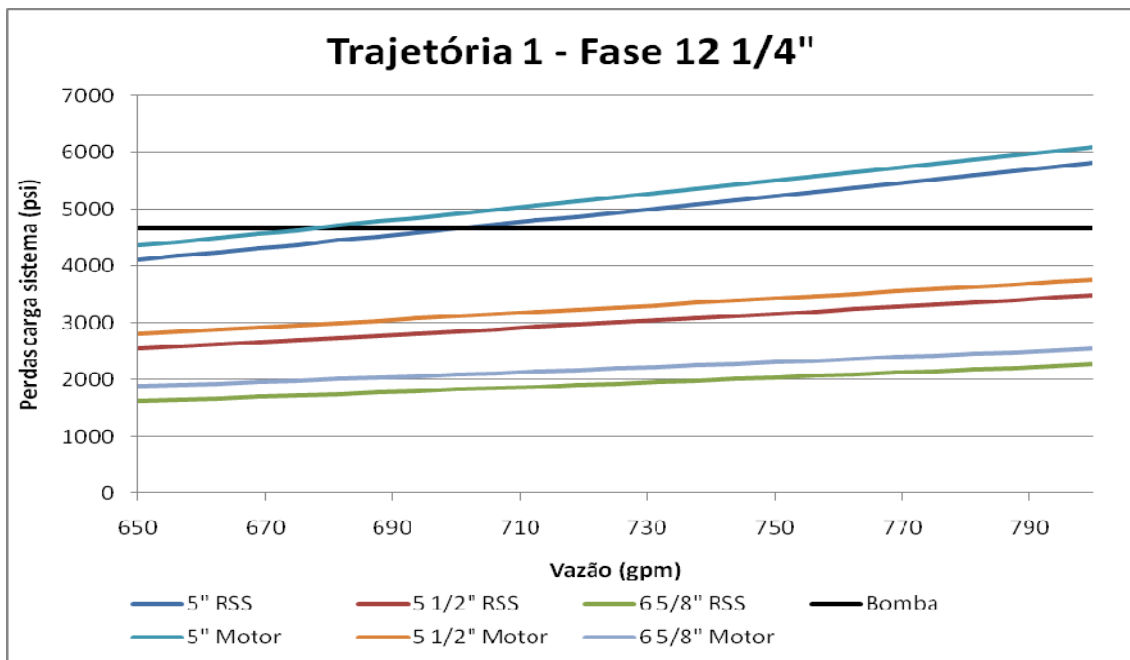


Figura 4.6: Hidráulica trajetória 1 – Fase 12 1/4"

Analisando a figura acima, podemos fazer algumas observações:

- Os tubos de 5" conseguem fornecer no máximo 675 gpm (motor) e 700 gpm (RSS) ao poço, valores que não compreendem toda a faixa desejável de vazões do poço. O uso do motor de fundo reduz em cerca de 25 gpm a capacidade de bombeio.
- Os tubos de 5 1/2" e 6 5/8" são indicados à fase, já que com eles é possível bombear o fluido utilizando todas as vazões desejáveis.

- O motor leva a uma redução de 40 gpm e 60 gpm nas vazões de bombeio para tubos de 5 1/2" e 6 5/8", respectivamente, considerando-se uma mesma pressão.

A segunda trajetória foi escolhida de forma a fazermos uma comparação quando do aumento do comprimento perfurado das fases. Assim, sabe-se que este poço possui cerca de 1200 m a mais na fase de 12 1/4" comparando-a com a trajetória 1. Além disso, apresenta uma longa seção tangente, de 4860 m.

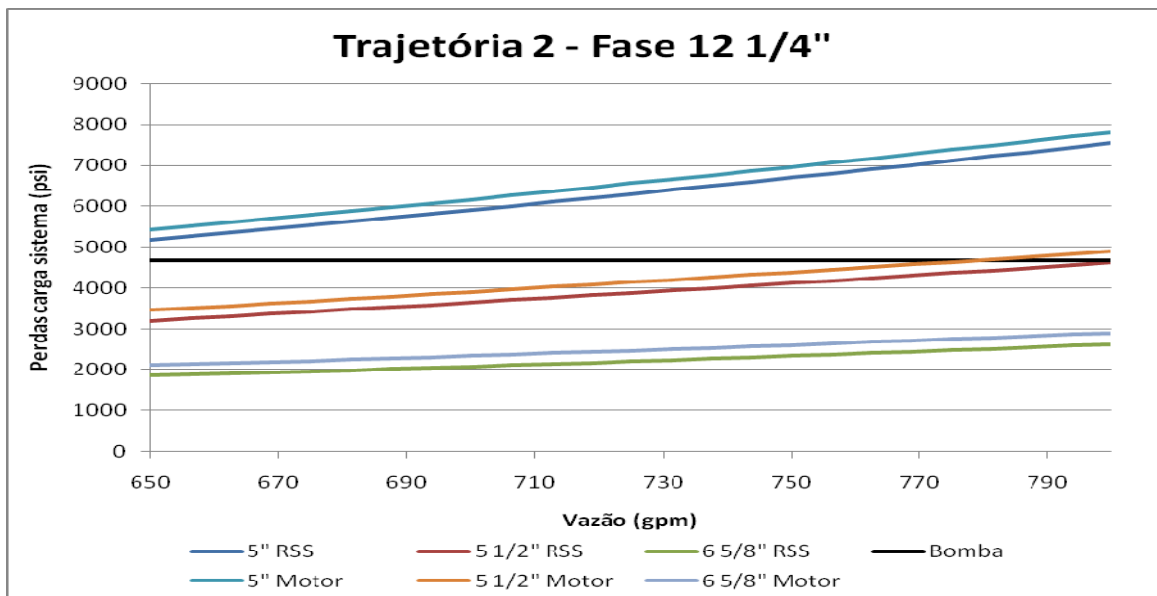


Figura 4.7: Hidráulica trajetória 2 – Fase 12 1/4"

Comparando o gráfico acima com a figura 4.6, podemos fazer algumas observações:

- Tubos 5": o aumento de 1200 m na fase 12 1/4" perfurada, levou a um aumento de cerca de 1000 psi tanto para motor quanto para RSS, inviabilizando totalmente a sua utilização.
- Tubos 5 1/2": conseguem suprir todas as faixas de vazão desejáveis em caso de utilização de RSS e, para motor limita-se a 780 gpm.
- Tubos de 6 5/8": o aumento da seção tangente gerou um aumento de cerca de 200 psi nas perdas de carga do poço, pouco influenciando na hidráulica do poço para estes tubos, que tornam-se assim, uma boa opção.

Após a análise dos dados referentes à fase de 12 ¼”, pôde-se confeccionar os fluxogramas abaixo. Valores nas células indicam a vazão máxima (caso seja maior que a de operação, não será inserido valor) e as cores são classificadas da seguinte forma:

- **Verde:** Vazões de bombeio acima de 700 gpm;
- **Amarelo:** Vazões entre 650 e 700 gpm, indicando uma certa limitação operacional;
- **Vermelho:** Não é possível perfurar, o que significa, para a fase de 12 ¼”, vazões menores que 650 gpm.

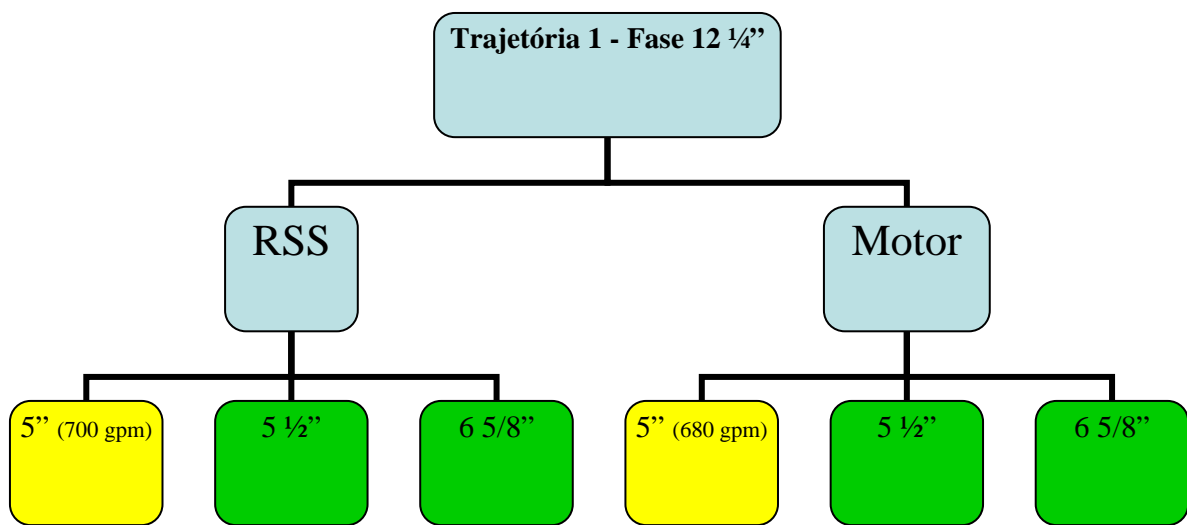


Figura 4.8: Fluxograma trajetória 1 – fase 12 ¼”

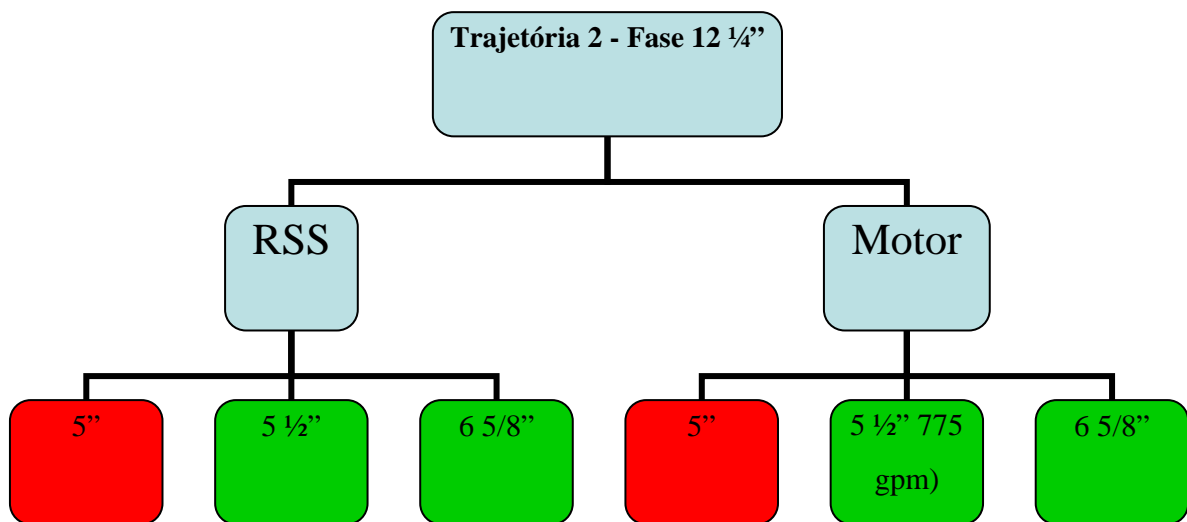


Figura 4.9: Fluxograma trajetória 2 – fase 12 ¼”

4.2.2 Fase de 8 1/2"

A figura 4.10 ilustra as perdas de carga da fase de 8 1/2" para diferentes tubos e ferramentas direcionais para a trajetória 1. Nota-se que os tubos de 5" operam em vazões de até cerca de 500 gpm e, os tubos de 5 1/2" são utilizáveis para quaisquer vazões desejáveis a esta fase.

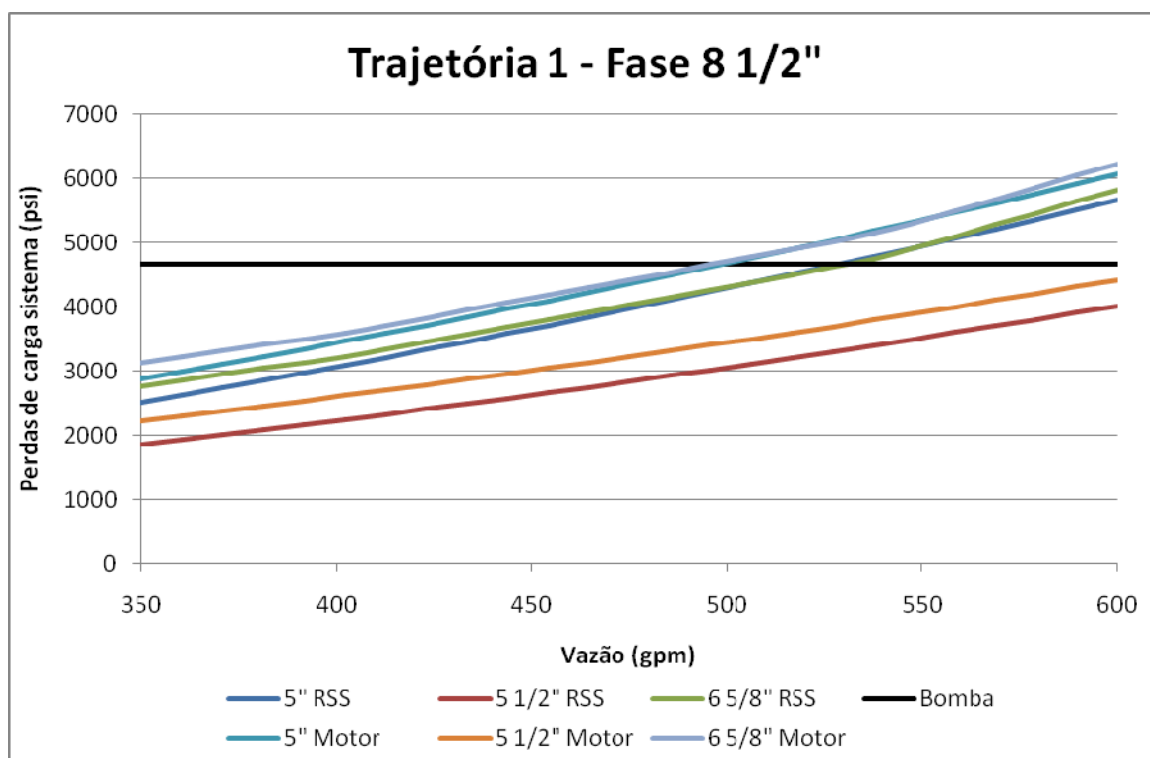


Figura 4.10: Hidráulica trajetória 1 – Fase 8 1/2"

Diferentemente da fase anterior, as perdas de carga observada nos tubos de 6 5/8" tornaram-se elevadas. A redução do espaço anular (maior diâmetro de tubo e menor diâmetro do poço) resultou em maior velocidade do fluido de perfuração no anular do poço, elevando o trajeto por ele percorrido e, assim, suas perdas de pressão. A figura abaixo mostra o ocorrido para motor de fundo.

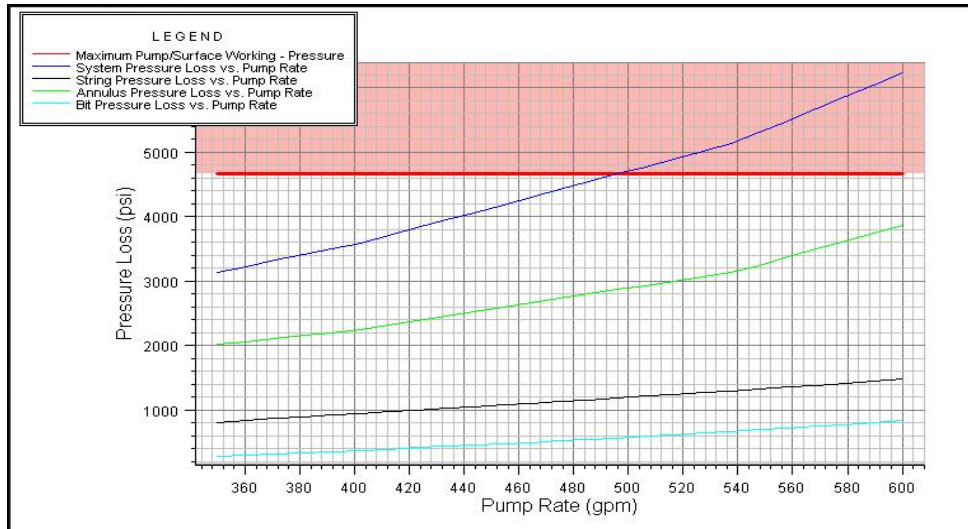


Figura 4.11: Perdas de carga fase 8 1/2" com motor de fundo para a trajetória 1. Observa-se a grande perda pressão no espaço anular.

Levando-se em consideração a segunda trajetória, os tubos de 5" e 6 5/8" também não apresentaram bom desempenho, observando-se as figuras 4.12 e 4.13. Para tubos de 6 5/8", as perdas no anular são responsáveis por 65% das perdas totais do poço. Para tubos de 5", as perdas ao longo da coluna respondem por 77% das perdas totais.

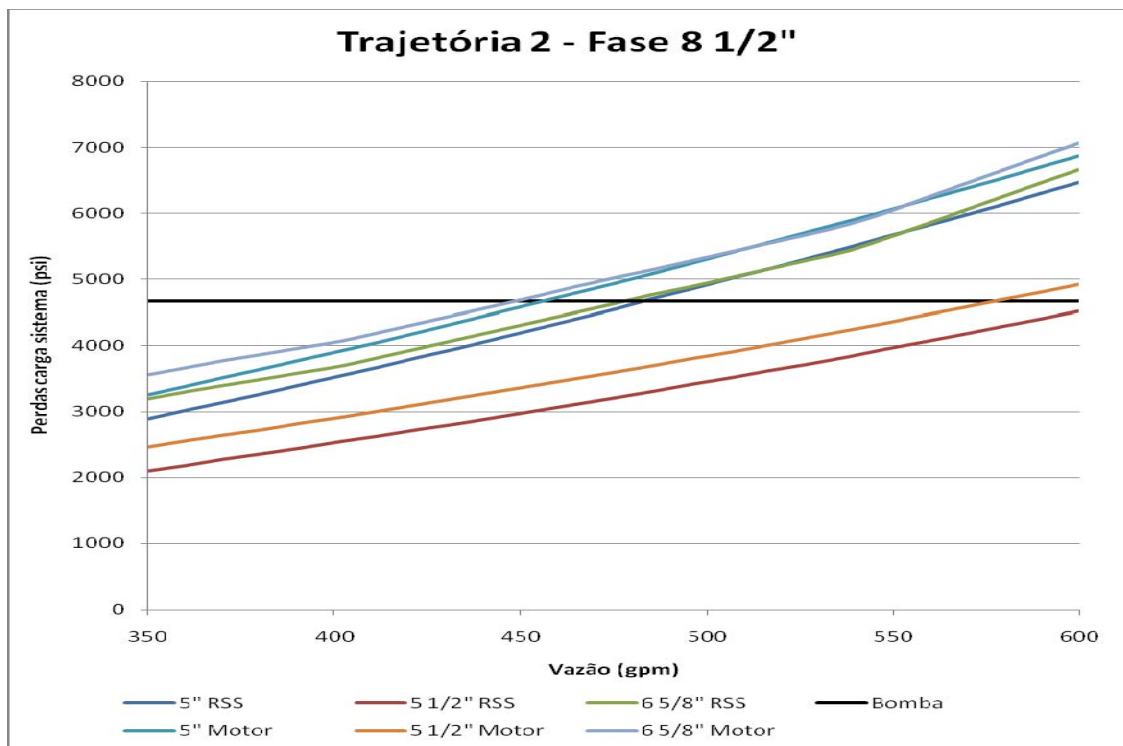


Figura 4.12: Hidráulica trajetória 2 – Fase 8 1/2"

A vazão reduzida de 40 gpm caso se utilize motor de fundo no poço limita a vazão a cerca de 570 gpm para tubos de 5 ½”. Comparando-se as trajetórias 1 e 2, o aumento de cerca de 1171 m na distância perfurada gerou um acréscimo de cerca de 500 psi nas perdas de carga em tubulação de 5 ½”, que ainda sim é suficiente para o diâmetro em questão.

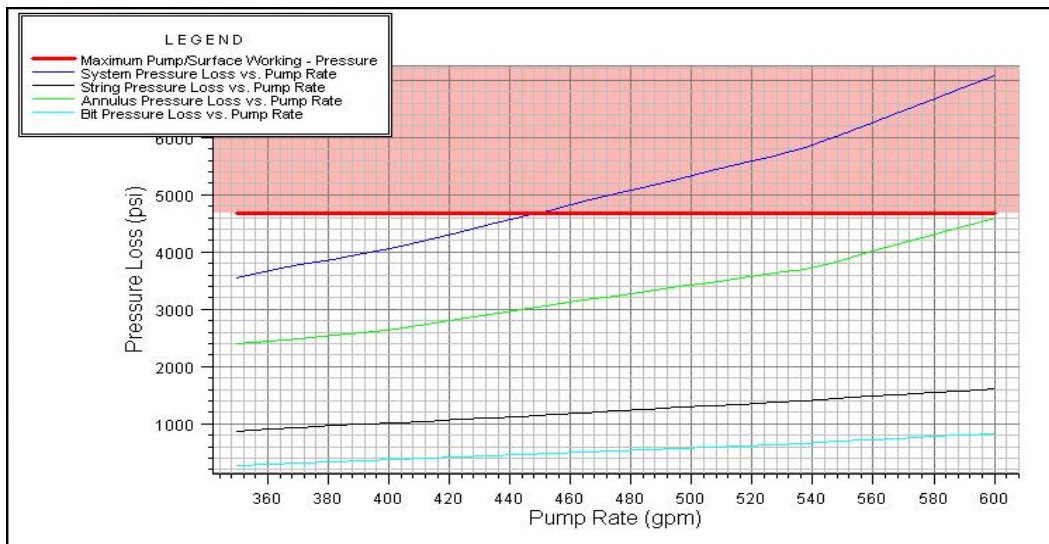


Figura 4.13: Perdas de carga no anular para o trajetória 2, fase 8 ½” e *drillpipes* de 6 5/8”.

Os gráficos referentes à fase de 8 ½” permitiu a confecção dos fluxogramas abaixo. As cores são classificadas da seguinte forma:

- **Verde:** Vazões de bombeio acima de 450 gpm;
- **Amarelo:** Vazões entre 350 e 450 gpm;
- **Vermelho:** Não é possível perfurar, o que significa, para a fase de 8 ½”, vazões menores que 350 gpm.

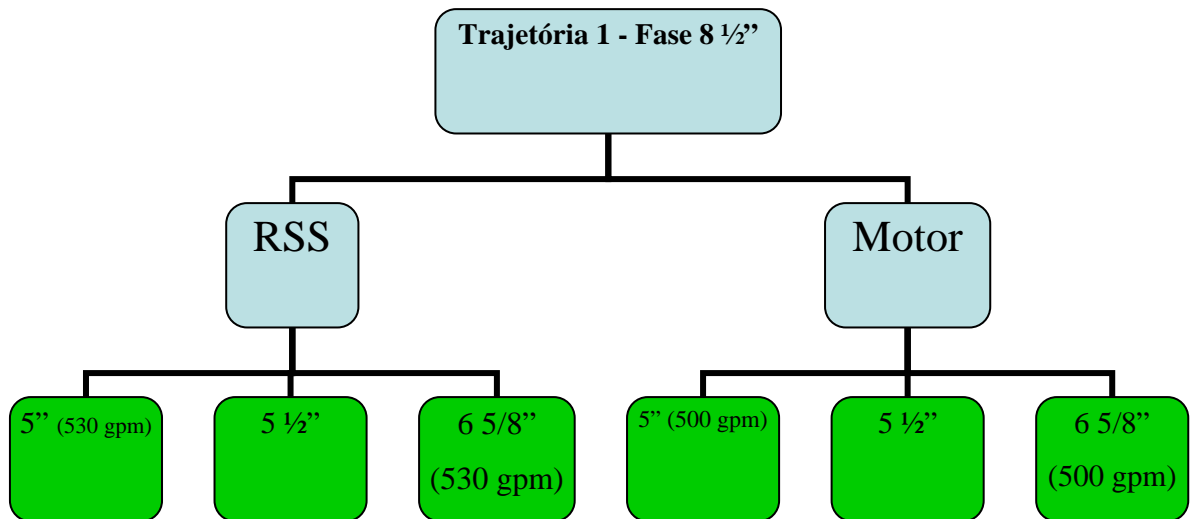


Figura 4.14: Fluxograma trajetória 1 – fase 8 1/2"

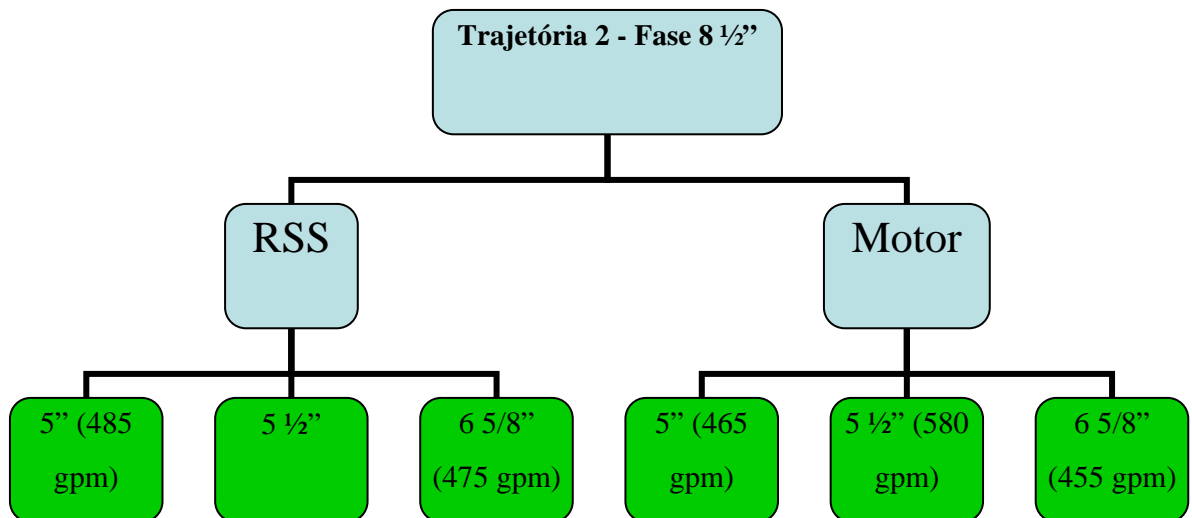


Figura 4.15: Fluxograma trajetória 2 – fase 8 1/2"

Após o estudo de todos os gráficos, as seguintes considerações finais podem ser feitas:

- Fase 12 1/4": os tubos de 5" tornaram-se limitados em ambas as trajetórias, sendo completamente inutilizáveis na trajetória mais longa. O sistema não sofre grandes perdas de pressão quando da utilização de dp's de 5 1/2" ou 6 5/8".
- Fase de 8 1/2": *drillpipes* de todos os diâmetros poderão ser operados com vazões de 450 gpm, porém os tubos de 5 1/2" suportam praticamente todas

as faixas de vazão. Descobriu-se através das simulações no *WellPlan* que há, para coluna com tubos de 6 5/8", grandes perdas de carga no anular do poço, limitando as vazões de bombeio em cerca de 500 gpm para a trajetória 1 e 450 gpm para a trajetória 2 com motor.

Assim, conclui-se que os *drillpipes* de 5 1/2" tornam-se os mais indicados para a perfuração dos poços *extended reach*, do ponto de vista da hidráulica do poço. Atendeu a todas as vazões requeridas em ambas as fases de 12 1/4" e 8 1/2", tanto para motor quanto para RSS.

5 Conclusões e Recomendações

A perfuração de poços de longo afastamento tem se tornado possível graças ao constante avanço tecnológico e ao surgimento de sondas capazes de atender necessidades extremas requeridas em sua confecção. A sua maior complexidade requer planejamento criterioso de forma a reduzir riscos e aumentar a eficácia à resposta a imprevistos, reduzindo assim o custo.

Este trabalho apresenta algumas vantagens ao uso destes poços que vão desde a possibilidade de se produzir óleo em regiões de difícil acesso até a redução de intervenções em cabeça de poço devido à formação hidratos e incrustações, por exemplo. Apresentam desvantagens como falta de tecnologia e equipamentos disponíveis e o maior custo associado a sua construção e maior complexidade nas operações.

Pode também servir de auxílio a diversas empresas, que vêm realizando grandes investimentos na perfuração no Brasil. Podemos citar o campo de Peregrino a ser operado pela Statoil em 2010 e os campos de óleo pesado e extra-pesado de Papa-Terra e Maromba a serem operados pela Petrobras nos próximos anos.

A simulação acima exposta fornece um critério bastante simples de escolha dos tubos de perfuração e registra a sua interação com diferentes comprimentos perfurados. A análise dos resultados leva a algumas conclusões:

- O fluido de perfuração, assim com os *drillpipes* e ferramenta direcional interferem severamente nas operações de perfuração. Esses três fatores, entre tantos outros, devem ser muito bem estudados de forma a possibilitar a circulação do fluido através do poço;
- Tubos de 6 5/8", ao passarem em pequenos diâmetros, geram enormes perdas de carga na região do anular do poço, e, portanto, devem ser evitados em pequenos diâmetros;
- De acordo com a análise dos dados, os tubos de 5 1/2" mostraram-se boas opções em todos os casos, com pequena limitação em caso de uso de motor de fundo.

Assim, o objetivo principal de fornecer um guia básico, a partir da confecção de fluxogramas de fácil visualização, foi alcançado. A partir destes fluxogramas, pôde-se comparar e estudar a influência dos tubos de perfuração em cada condição de operação e checar a viabilidade da aplicação das tecnologias de motor ou RSS.

Os capítulos 2 e 3 destinaram-se a identificar os principais desafios na perfuração de poços ER e definir de que forma seus efeitos podem ser mitigados em um projeto de perfuração, apresentar conceitos básicos fundamentais à perfuração direcional, enunciar os tipos de poços existentes e as condições de sua utilização e identificar condições adversas que podem surgir durante a perfuração. O cumprimento dos objetivos secundários enunciados acima possibilitou uma melhor compreensão destes tipos de poços e algumas soluções operacionais praticadas pela indústria.

Cabe também ressaltar a importância de outros fatores na escolha dos tubos de perfuração, que podem ser torque, arraste, perdas de carga na broca, excentricidade da coluna, entre outros.

Assim, recomenda-se, em projetos futuros, uma análise mais detalhada dos ambientes em questão, como por exemplo:

1. Limpeza do poço;
2. Torque máximo gerado, levando em conta a capacidade da mesa rotativa/*top drive*;
3. Arraste em descida e retirada da coluna para ambas as trajetórias;
4. Análise de resistência à flambagem, auxiliando na otimização da aplicação de peso à broca para maiores ROP's.

Enfim, acredita-se que o objetivo final do trabalho tenha sido alcançado na medida em que, com ele, foi possível serem apresentados os conceitos, práticas, limitações e casos utilizados na indústria de forma a contribuir para o aumento do conhecimento acerca do tema tanto por estudantes quanto para empresas.

Referências Bibliográficas

- AUKETT, P. N., QUIRKE, N., RIDDIFORD, S., TENNISON, S. R., *Methane adsorption on microporous carbons—A comparison of experiment, theory, and simulation*. Carbon, v. 30, n. 6, p. 913 – 924. 1992.
- BERRY, M.; Dousett, J. / Shell Canada Ltd.; Cowling D. / Weatherford Canada Partnership Ltd. *Mechanical Methods of Reducing Torque and Drag in Extended-Reach Wells Facilitate Continued Canadian Foothills Development*. Presented at the 2005 Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. SPE 93782, Jakarta, Indonesia, 2005.
- BOURGOYNE, A. T. Jr. et alli. *Applied Drilling Engineering*. SPE Textbook Series, Vol. 2, 1984.
- COCKING, D., A.; Bezant, P. N.; Tooms, P. J. / BP Exploration Operating Co. Ltd. *Pushing the ERD Envelope at Wytch Farm*. SPE 1997 Drilling Conference, Amsterdam, SPE/IADC 37618, 1997.
- HEMPHILL, A. T.; POGUE, Tom/Baroid Drilling Fluids. *Field Applications of ERD Hole Cleaning Modeling*. SPE 59731, 1999.
- JOSHI, S. D. *A review of horizontal well and drainhole technology*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, EUA. SPE 16868, 1987.
- MARTINS, A. L.; Villas-Boas, M. B.; Taira, H. S. et alli /Petrobras. *Real Time Monitoring of Hole Cleaning on a Deepwater Extend Well*. SPE/IADC Drilling Conference. SPE/IADC 79812, 2003.
- MEADER, T.; Allen, F. / BP Amoco; Riley, G. / Schlumberger. *To The Limit and Beyond – The Secret of World-Class Extended-Reach Drilling Performance at Wytch Farm*. SPE 2000 Drilling Conference, New Orleans. SPE 59204, 2000.

MIMS, Michael et alli / K&M Technology Group. *Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells*. 3rd ed., United States: 2003.

PAYNE, M. L./ARCO British Ltd.; COCKING, D. A./BP Exploration; HATCH, A. J./Schlumberger. *Critical Technologies for Success in Extended Reach Drilling*. SPE 28293, 1994.

PORTAL DYNADRILL: Disponível em <www.dynadrill.com>. Acesso em setembro de 2009.

PORTAL ENERGIA HOJE: Disponível em <www.energiahoje.com>. Acesso em agosto de 2009.

PORTAL GLOSSÁRIO SCHLUMBERGER.: Disponível em <<http://www.glossary.oilfield.slb.com>>. Acesso em junho de 2009.

PORTAL OFFSHORE MAGNETICS.: Disponível em <<http://www.offshore-mag.com>>. Acesso em julho de 2009.

PORTAL PETRÓLEO BRASILEIRO SA: Disponível em <www.petrobras.com.br>. Acesso em maio de 2009.

PORTAL STAPLE ENERGY.: Disponível em <<http://www.staple-energy.com>>. Acesso em junho de 2009.

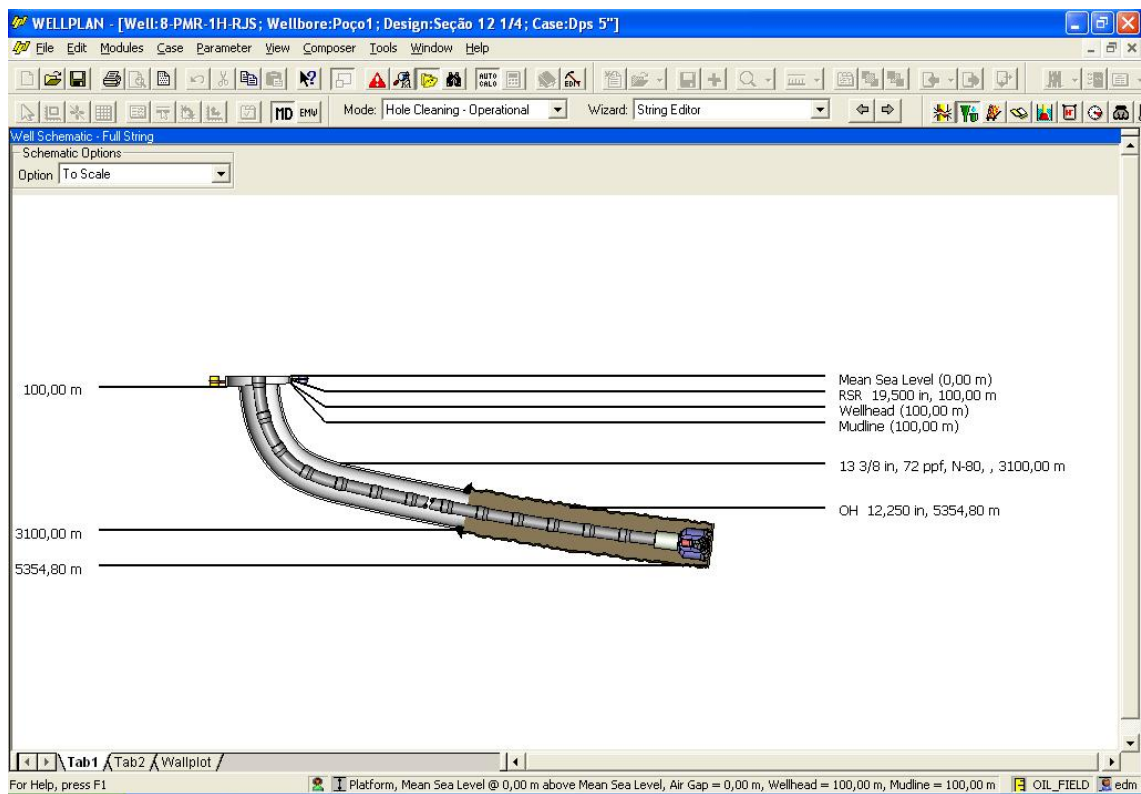
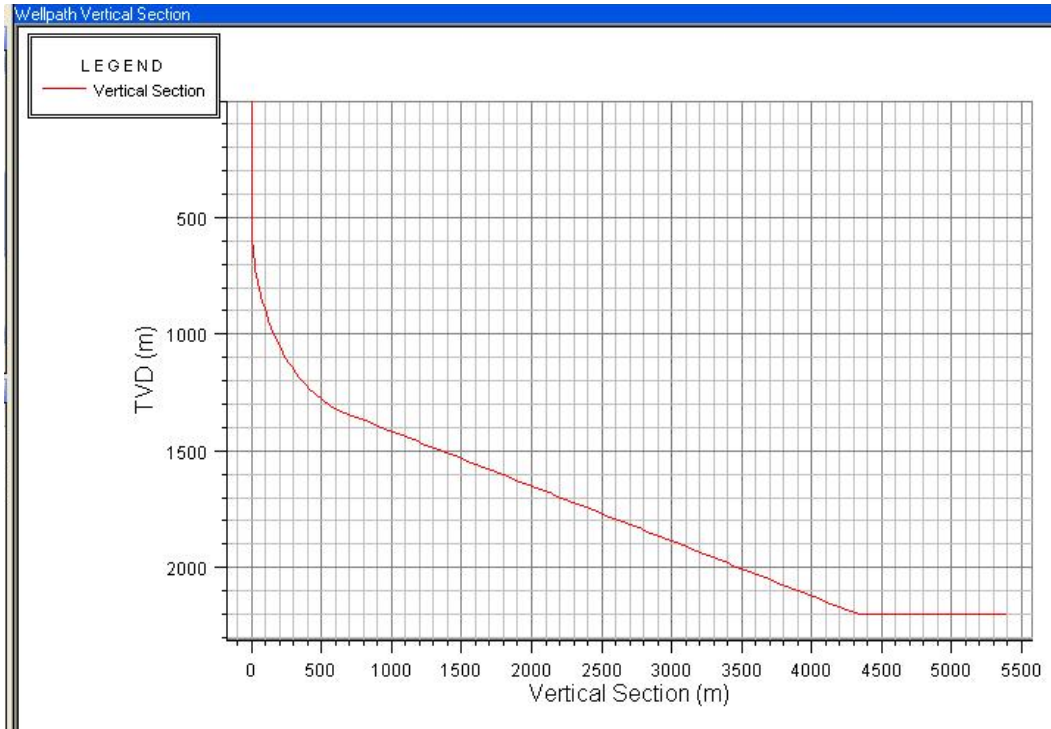
PORTAL SUBSEA RIO DE JANEIRO.: Disponível em <www.subseario.com.br>. Acesso em julho de 2009.

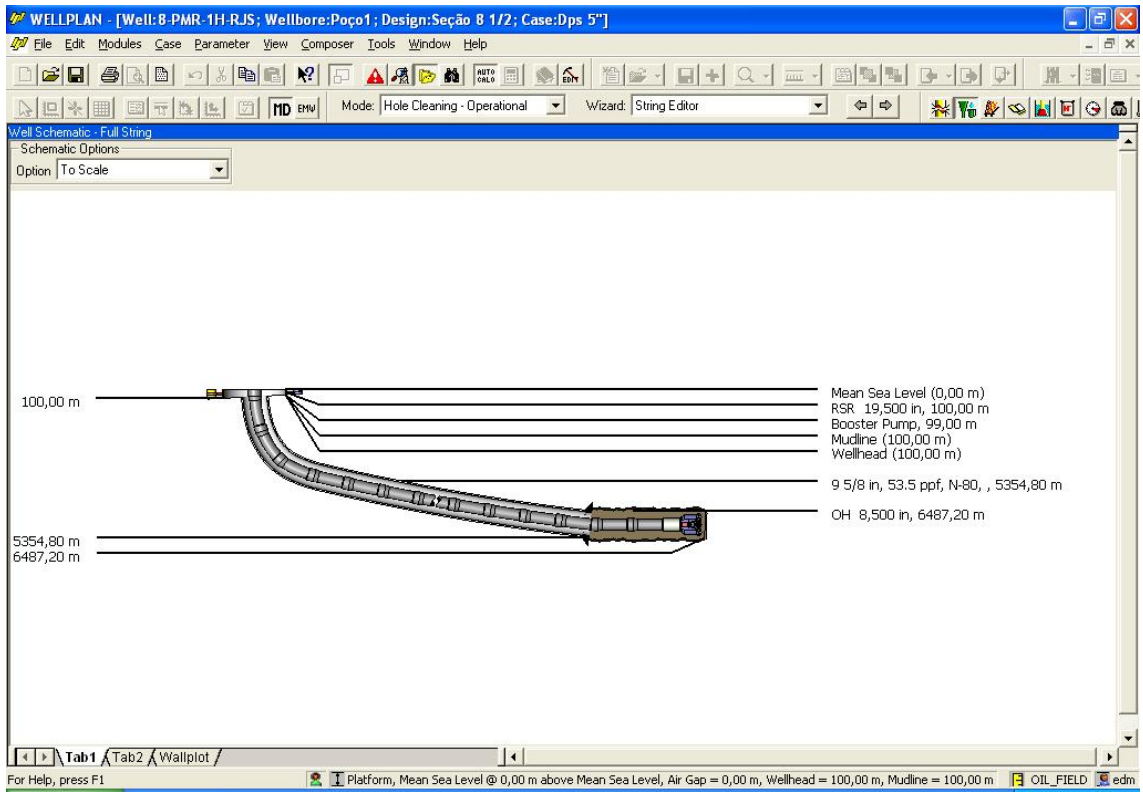
PORTAL WHEATHERFORD.: Disponível em <<http://www.weatherford.com>>. Acesso em julho de 2009.

- PORTO, Rodrigo Amaral do Patrocínio. Interferência Magnética em Equipamentos de Registro Direcional. Rio de Janeiro, 2009. Originalmente apresentado como projeto de final de curso, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.
- RIXSE, Mel/Baker Hughes INTEQ; JOHNSON, M. O./BP Exploration (Alaska). *High Performance Coil Tubing Drilling in Shallow North Slope Heavy Oil*. IADC/SPE 74553, 2002.
- ROCHA, L. A. S. et alli. Perfuração Direcional. 2a ed., Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2008.
- ROCHA, L. A. S./Petrobras; ANDRADE, Renata; SOFFRIED, Klaus/Landmark. *How Water Depth Affects Extended Reach Drilling*. SPE 2003 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2003.
- SCHEFFER, S. *Pushing Drilling Barriers to New Limits*. Revista Bi-anual Answers While Drilling, Baker Hughes Incorporated, Houston, Texas, 2009.
- THOMAS, J. E., et al., Fundamentos de Engenharia de Petróleo, 2a ed. Rio de Janeiro, Interciência, 2001.
- TOHNHAUSER, G.; Millheim, K. K.; Martins, A. L.: *Cuttings Flux Measurement and Analysis for Extended-Reach Wells*. SPE paper 52793 presented at the 1999 SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, Holland, 9-11 March 1999.

Anexos

Trajectoria 1





Trajectoria 2

