

JOSÉ EDUARDO THOMAS
ORGANIZADOR

FUNDAMENTOS DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO



EDITORA INTERCIÊNCIA

A indústria de petróleo no Brasil foi instalada, com inequívoco sucesso, com a criação da PETROBRAS que, desde o início das atividades, tem investido pesadamente na capacitação técnica dos seus empregados. Hoje essa competência técnica é reconhecida internacionalmente.

O ensino da Engenharia de Petróleo no Brasil teve início com um convênio entre o antigo Conselho Nacional do Petróleo e a Universidade Federal da Bahia (UFBA). A Escola Politécnica da UFBA realizou o primeiro curso de Engenharia de Petróleo, com início, em 1952 e duração de três anos.

Com a criação da PETROBRAS, foi fundado o Centro de Aperfeiçoamento de Pesquisas de Petróleo (CENAP), em 1955, com o objetivo de formar especialistas e desenvolver pesquisas em exploração e produção de petróleo. O CENAP teve várias denominações ao longo de sua história, em função das diferentes vinculações no organograma da Companhia, mas sempre atuando na execução de uma política arrojada de aperfeiçoamento de recursos humanos. Hoje o órgão faz parte da Universidade Corporativa PETROBRAS (Núcleo Bahia).

Os primeiros cursos foram ministrados por professores estrangeiros que, gradualmente, foram substituídos por profissionais brasileiros egressos dos primeiros cursos. Em 1957 foram iniciados, também, em convênio com a UFBA, os cursos de formação em geologia de petróleo, de geofísicos e de químicos de petróleo. Posteriormente esses cursos também passaram a ser ministrados pela PETROBRAS.

Paralelamente aos cursos de formação, a partir da década de 60, foram criados cursos de aperfeiçoamento e de reciclagem nas áreas de geologia, engenharia e química de petróleo. Até o final de 2000, mais de 2.500 profissionais foram formados pelo Núcleo Bahia e mais de 85.000 participantes já passaram pelos seus cursos de aperfeiçoamento e reciclagem, em diversas áreas de conhecimento.

Os autores deste livro fazem parte do corpo docente da Universidade Corporativa Petrobras - Núcleo Bahia.

FUNDAMENTOS DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Autores

Atílio A. de Triggia, C. de Alberto Correia,
Cláudio Verotti Filho, J. Augusto de M. Xa
João Carlos Machado, João Eduardo Thomaz (organizador),
João F. Asmo de Souza Filho, João Luiz de Pa
Nereu C. de M. lan D. Ros, Nilto, Ema, Sa. to Pi. om.
Pa. Co. a. az d. Mel Gouv. R. na o de Souza Carv. lh.
R. b. V. i. us Barraga.



PETROBRAS



EDITORA INTERCIÊNCIA

Rio de Janeiro 2000

Copyright © 2001, by José Eduardo Thomas

Diagramação: Vera Barros

Capa: Cléber Luis

Fotos da Capa: Eliana Fernandes (fotos de 1996, na bacia de Campos, RJ)

Direitos Reservados em 2001 por: Editora Interciência Ltda.

CIP-Brasil. Catalogação-na-Fonte
Sindicato Nacional dos Editores de Livros, RJ

F977

Fundamentos de engenharia de petróleo / José Eduardo Thomas,
organizador. – Rio de Janeiro : Interciência : PETROBRAS, 2001.

Inclui referências
ISBN 85-7193-046-5

1. Petróleo. 2. Engenharia de petróleo. I. Thomas, José Eduardo.
II. PETROBRAS.

00-1688.

CDD 622.3382
CDU 622.323

É proibida a reprodução total ou parcial, por quaisquer meios,
sem autorização por escrito da editora.

As figuras 3.4 e 3.5 foram reproduzidas de NETTLETON, L. L., 1971, as figuras 3.11 e 3.29 foram reproduzidas de SHERIFF, R. E., 1992 e a figura 3.21 foi reproduzida de FRENCH, W. S., 1974, com autorização da Society of Exploration Geophysicists.

As figuras 3.22, 3.23a e 3.23b foram reproduzidas de BROWN, A. R., 1999, com autorização da American Association of Petroleum Geologists e do Sr. Alistair Brown.

As figuras 3.31 até a 3.34 foram reproduzidas de JUSTICE, J. H. *et alii*, 1989, com autorização do Sr. James H. Justice.

As figuras 3.28a e 3.28b foram reproduzidas de SHERIFF, R. E., 1992, com autorização do Sr. Bob A. Hardage.



Editora Interciência Ltda.

Av. Presidente Vargas, 435/18ª - Centro - Rio - RJ - 20.077-900

Tel.:(21) 242-9095/242-2861 - Fax:(21) 242-7787

e-mail: editora@interciencia.com.br

Impresso no Brasil - Printed in Brazil

APRESENTAÇÃO

Desde a sua criação a PETROBRAS vem buscando desenvolver as competências essenciais ao sucesso da Companhia, complementando a formação dos seus profissionais através de cursos internos ou mediante convênios com Universidades no Brasil e no exterior.

Ao longo do tempo, muitos profissionais foram se engajando no processo de capacitação contínua, atuando como professores e produzindo um bom acervo de material didático que, gradualmente, vem sendo transformado em livros, como no caso específico do **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Para isso, os autores contam com o apoio do Programa de Editoração de Livros Didáticos, hoje vinculado à Universidade Corporativa PETROBRAS.

Neste livro estão resumidos os conhecimentos e experiências didáticas de vários profissionais envolvidos com o Curso de Engenharia de Petróleo, que é ministrado internamente na PETROBRAS e tem sido o principal instrumento para a formação dos Engenheiros de Petróleo, no país. Trata-se de publicação pioneira em língua portuguesa e que deve suprir uma lacuna existente em nossas bibliotecas técnicas.

Desta forma, espera-se estar contribuindo para o desenvolvimento dos profissionais e estudantes interessados pela Engenharia de Petróleo.



PREFÁCIO

Estamos vivendo a era do petróleo. Na sociedade moderna dificilmente encontramos um ambiente, um produto ou um bem que não contenha compostos derivados do petróleo ou que não seja produzido direta ou indiretamente a partir do petróleo.

De origem natural, não renovável e de ocorrência limitada, o petróleo movimentava bilhões de dólares diariamente em uma atividade industrial gigantesca, empregando milhares de trabalhadores, técnicos e cientistas. Recursos consideráveis são alocados para o seu desenvolvimento e pesquisa, fazendo surgir, a cada dia, tecnologias e equipamentos mais sofisticados para a descoberta de novas jazidas, extração, transporte e refino do petróleo.

Durante mais de 40 anos, a Petrobras executou com exclusividade o monopólio do petróleo da União, instituído em 1953, detendo, por consequência, o monopólio do conhecimento no país das múltiplas especialidades envolvidas nesta atividade. Seu corpo técnico foi formado essencialmente dentro da empresa, com contribuições importantes oriundas de convênios com universidades nacionais e estrangeiras.

Em sincronismo com a abertura da atividade para outras empresas, a Gerência de Recursos Humanos idealizou a compilação, em um único volume, dos conhecimentos básicos disseminados em inúmeros textos utilizados nos cursos internos oferecidos aos empregados da Empresa, e colocá-los à disposição da sociedade. Este livro é o resultado desta iniciativa e pretende auxiliar os profissionais e estudantes envolvidos com a indústria do petróleo.

Agradecemos a colaboração dos colegas de trabalho na preparação deste texto e, especialmente, ao Eng^o Wards Fogagnoli, durante o período em que permaneceu como funcionário da Petrobras.

Gostaríamos também de agradecer aos colegas revisores João Carlos Plácido, Roberto Rodrigues e Divonsir Lopes pelas sugestões apresentadas, a Lucia Emilia de Azevedo, do Programa de Editoração de Livros Didáticos, como também a oportunidade que nos foi dada pela Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS de publicar esta obra.

Os Autores

INTRODUÇÃO

O caminho do petróleo, desde as pesquisas para sua descoberta até sua chegada a uma refinaria, passa pelas mãos de inúmeros especialistas. São geólogos de petróleo, paleontólogos, estratígrafos, sedimentólogos, químicos, geodestas, geoquímicos, geofísicos, engenheiros mecânicos, elétricos, engenheiros de manutenção, de minas, de perfuração, de completação, de reservatórios, de produção, cada um deles responsável por uma etapa específica, falando uma linguagem própria e utilizando jargões peculiares.

Reunir o conhecimento destes especialistas em uma forma acessível e entendida por todos foi uma tarefa gratificante. Condensar a informação em um único volume, porém, foi um desafio enorme, acompanhado da cumplicidade na simplificação de conceitos importantes.

Procurando seguir uma ordem cronológica das atividades desenvolvidas para descobrir e colocar uma jazida em produção, o assunto é apresentado iniciando com um breve resumo histórico e noções básicas sobre o petróleo, seus constituintes, origem, formação e acumulação.

Em seguida, são abordadas as etapas de pesquisas e estudos que levam à descoberta de uma nova jazida, a engenharia de perfuração de um poço de petróleo, avaliação das rochas perfuradas e estimativas da potencialidade econômica de eventual descoberta, a completação de um poço, ou seja, instalação dos equipamentos necessários para colocar o poço em produção, estudos da jazida e projetos para drenagem do petróleo com maior produtividade e menor custo, técnicas de elevação do petróleo do subsolo até a superfície e o tratamento e condicionamento do petróleo produzido para transferência para a refinaria, tratamento dos efluentes e controle do meio ambiente.

Nem sempre esta ordem cronológica é seguida na prática. Equipamentos de completação são instalados durante a fase de perfuração e levantamentos geofísicos são executados em campo de petróleo que estão produzindo há vários anos, por exemplo.

Transportar o petróleo produzido até uma refinaria e transformá-lo nos produtos finais para o mercado compreende uma série de outras atividades, cujos fundamentos não são objeto deste volume. Utilizando a linguagem própria, este volume

dedica-se ao *upstream* (exploração e produção) não contemplando o *downstream* (transporte e refino).

Grande parte dos equipamentos empregados na indústria do petróleo é de origem estrangeira. A literatura também é estrangeira e a tradução para o português muitas vezes perde o significado. Apesar de todo o esforço, muitos termos foram mantidos no original em inglês, assim como também muitas das unidades de medida.

José Eduardo Thomas
Eng° de Minas e Geólogo – UFRGS
Geofísico Sênior – Petrobras
thomas@petrobras.com.br

ÍNDICE

Prefácio VII

Introdução IX

CAPÍTULO 1. O PETRÓLEO 1

1.1 Histórico 1

1.1.1 No mundo 1

1.1.2 No Brasil 3

1.2 Constituintes do petróleo 4

1.2.1 Hidrocarbonetos 6

1.2.2 Não-hidrocarbonetos 9

1.3 Composição do petróleo 10

1.4 Classificação do petróleo 11

1.4.1 Classe parafínica 12

1.4.2 Classe parafínico-naftênica 12

1.4.3 Classe naftênica 12

1.4.4 Classe aromática intermediária 12

1.4.5 Classe aromático-naftênica 13

1.4.6 Classe aromático-asfáltica 13

CAPÍTULO 2. NOÇÕES DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO 15

2.1 Origem do petróleo 15

2.1.1 Migração do petróleo 16

2.1.2 Rocha-reservatório 17

2.1.3 Rocha selante 18

2.1.4 Aprisionamento do petróleo 19

CAPÍTULO 3. PROSPECÇÃO DE PETRÓLEO 23

3.1 Métodos geológicos 23

3.1.1 Geologia de superfície 23

3.1.2 Aerofotogrametria e fotogeologia 24

3.1.3 Geologia de subsuperfície 24

3.2 Métodos potenciais 26

- 3.2.1 Gravimetria 26
- 3.2.2 Magnetometria 28

3.3 Métodos sísmicos 29

- 3.3.1 Fontes e receptores sísmicos 30
- 3.3.2 Aquisição de dados sísmicos 31
- 3.3.3 Tipos de ondas sísmicas e velocidades de propagação 33
- 3.3.4 Sismograma sintético 35
- 3.3.5 Técnica CDP e obtenção de velocidades 36
- 3.3.6 Processamento de dados sísmicos 39
- 3.3.7 Interpretação de dados sísmicos 41
- 3.3.8 Sísmica tridimensional (3-D) 42
- 3.3.9 Sísmica aplicada à perfuração e ao desenvolvimento da produção 47
- 3.3.10 Sísmica 4-D 48
- 3.3.11 Sísmica de poço 49

CAPÍTULO 4. PERFURAÇÃO 55**4.1 Equipamentos da sonda de perfuração 55**

- 4.1.1 Sistema de sustentação de cargas 55
- 4.1.2 Sistema de geração e transmissão de energia 58
- 4.1.3 Sistema de movimentação de carga 59
- 4.1.4 Sistema de rotação 62
- 4.1.5 Sistema de circulação 65
- 4.1.6 Sistema de segurança do poço 67
- 4.1.7 Sistema de monitoração 69

4.2. Colunas de perfuração 70

- 4.2.1 Comandos 70
- 4.2.2 Tubos pesados 70
- 4.2.3 Tubos de perfuração 71
- 4.2.4 Acessórios da coluna de perfuração 72
- 4.2.5 Ferramentas de manuseio da coluna 73
- 4.2.6 Dimensionamento da coluna de perfuração 74

4.3. Brocas 76

- 4.3.1 Brocas sem partes móveis 76
- 4.3.2 Brocas com partes móveis 78

4.4. Fluidos de perfuração 80

- 4.4.1 Propriedades dos fluidos de perfuração 81
- 4.4.2 Classificação dos fluidos de perfuração 83

4.5 Operações normais de perfuração	87
4.5.1 Alargamento e repassamento	87
4.5.2 Conexão, manobra e circulação	87
4.5.3 Revestimento de um poço de petróleo	88
4.5.4 Cimentação de poços de petróleo	91
4.5.5 Perfilagem	99
4.5.6 Movimentação da sonda	99
4.6 Otimização da perfuração	99
4.6.1 Programa de revestimento	100
4.6.2 Programa de fluido de perfuração	100
4.6.3 Programa de brocas	100
4.6.4 Parâmetros mecânicos	101
4.6.5 Parâmetros hidráulicos	101
4.7 Operações especiais de perfuração	101
4.7.1 Controle de <i>kicks</i>	101
4.7.2 Pescaria	104
4.7.3 Testemunhagem	105
4.8 Perfuração direcional	106
4.8.1 Controle da verticalidade em poços verticais	106
4.8.2 Perfuração de poços direcionais	106
4.9 Perfuração marítima	109
4.9.1 Tipos de unidades	110
4.9.2 Sistemas de cabeça de poço submarino	113
4.9.3 Cabeça de poço em sondas flutuantes	117
4.9.4 Movimentos de uma sonda	118
4.9.5 Equipamentos auxiliares	119
CAPÍTULO 5. AVALIAÇÃO DE FORMAÇÕES	121
5.1 Perfilagem a poço aberto	122
5.1.1 Fundamentos de perfilagem	122
5.1.2 Tipos de perfis	123
5.2 Testes de pressão em poços	125
5.2.1 Objetivos dos testes	126
5.2.2 Tipos de testes de pressão	128
5.3 Perfilagem de produção	133
5.3.1 <i>Production logging tool</i> (PLT)	133
5.3.2 <i>Thermal decay time log</i> (TDT)	135

CAPÍTULO 6. COMPLETAÇÃO 137**6.1 Tipos de completção 137**

- 6.1.1 Quanto ao posicionamento da cabeça do poço 137
- 6.1.2 Quanto ao revestimento de produção 138
- 6.1.3 Quanto ao número de zonas explotadas 139

6.2 Etapas de uma completção 140

- 6.2.1 Instalação dos equipamentos de superfície 140
- 6.2.2 Condicionamento do poço 141
- 6.2.3 Avaliação da qualidade da cimentação 141
- 6.2.4 Canhoneio 147
- 6.2.5 Instalação da coluna de produção 147
- 6.2.6 Colocação do poço em produção 149

6.3. Principais componentes da coluna de produção 149

- 6.3.1 Tubos de produção 149
- 6.3.2 *Shear-out* 150
- 6.3.3 *Hydro-trip* 151
- 6.3.4 *Nipples* de assentamento 151
- 6.3.5 Camisa deslizante (*sliding sleeve*) 152
- 6.3.6 *Check valve* 152
- 6.3.7 *Packer* de produção 152
- 6.3.8 Unidade selante 155
- 6.3.9 Junta telescópica (TSR) 155
- 6.3.10 Mandril de *gas-lift* 156
- 6.3.11 Válvula de segurança de subsuperfície (DHSV) 157

6.4 Equipamentos de superfície 157

- 6.4.1 Cabeça de produção 158
- 6.4.2 Árvore de natal convencional (ANC) 158
- 6.4.3 Árvore de natal molhada (ANM) 160

6.5 Intervenções em poços 163

- 6.5.1 Avaliação 164
- 6.5.2 Re completção 164
- 6.5.3 Restauração 164
- 6.5.4 Limpeza 166
- 6.5.5 Mudança do método de elevação 166
- 6.5.6 Estimulação 166
- 6.5.7 Abandono 168

CAPÍTULO 7. RESERVATÓRIOS 169**7.1 Propriedades básicas 169**

- 7.1.1 Compressibilidade 169
- 7.1.2 Saturação 170

- 7.1.3 Permeabilidade absoluta 170
- 7.1.4 Permeabilidade efetiva 171
- 7.1.5 Permeabilidade relativa 173
- 7.1.6 Mobilidade 174
- Regimes de fluxo 174**
- 7.3 Classificação dos reservatórios 176**
 - 7.3.1 Vaporização de uma substância pura 176
 - 7.3.2 Mistura de hidrocarbonetos 178
 - 7.3.3 Diagramas de fases 179
 - 7.3.4 Tipos de reservatórios 180
- 7.4 Fluidos produzidos 182**
 - 7.4.1 Produção de óleo 183
 - 7.4.2 Produção de gás 183
 - 7.4.3 Produção de água 183
 - 7.4.4 RGO, RAO e BSW 183
 - 7.4.5 Histórico de produção 184
 - 7.4.6 Fator volume de formação do gás 184
 - 7.4.7 Fator volume de formação do óleo 185
 - 7.4.8 Razão de solubilidade 186
- 7.5 Mecanismos de produção 187**
 - 7.5.1 Mecanismo de gás em solução 188
 - 7.5.2 Mecanismo de capa de gás 190
 - 7.5.3 Mecanismo de influxo de água 191
 - 7.5.4 Mecanismo combinado 192
 - 7.5.5 Segregação gravitacional 193
- 7.6 Estimativas de reservas 194**
 - 7.6.1 Definições 194
 - 7.6.2 Fator de recuperação e reservas 195
 - 7.6.3 Condições de abandono e volume recuperável 196
 - 7.6.4 Métodos de cálculo 197
- 7.7 Métodos de recuperação 200**
 - 7.7.1 Métodos convencionais de recuperação 201
 - 7.7.2 Eficiências de recuperação 203
 - 7.7.3 Reservas e métodos de recuperação 204
 - 7.7.4 Métodos especiais de recuperação 205
- CAPÍTULO 8. ELEVAÇÃO 209**
 - 8.1 Elevação natural – poços surgentes 209**
 - 8.1.1 Fatores que influem na produção acumulada por surgência 210
 - 8.1.2 Fluxo no meio poroso 211

- 8.1.3 Fluxo na coluna de produção 213
- 8.1.4 Fluxo na superfície 219
- 8.1.5 Resolução de problemas de fluxo 221

8.2 *Gas-Lift* 223

- 8.2.1 Tipos de *gas-lift* 223
- 8.2.2 Sistema de *gas-lift* 224
- 8.2.3 Tipos de instalações 225
- 8.2.4 Válvulas de *gas-lift* 226
- 8.2.5 Descarga de um poço de *gas-lift* 227
- 8.2.6 *Gas-lift* contínuo 229
- 8.2.7 *Gas-lift* intermitente 230

Bombeio centrífugo submerso 233

- 8.3.1 Princípio teórico do método 233
- 8.3.2 Equipamentos de subsuperfície 234
- 8.3.3 Equipamentos de superfície 238
- 8.3.4 Acompanhamento do poço em produção 240

Bombeio mecânico com hastes 241

- 8.4.1 Bomba de subsuperfície 242
- 8.4.2 Coluna de hastes 244
- 8.4.3 Unidade de bombeio 246
- 8.4.4 Acompanhamento do poço em produção 247

8.5 Bombeio por cavidades progressivas 248

- 8.5.1 Sistema de BCP 248
- 8.5.2 Bomba de subsuperfície 249
- 8.5.3 Coluna de hastes 251
- 8.5.4 Equipamentos de superfície 252
- 8.5.5 Acompanhamento de um poço em produção 253

CAPÍTULO 9. PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE FLUIDOS 255

9.1 Vasos separadores 255

- 9.1.1 Separadores bifásicos 257
- 9.1.2 Separadores trifásicos 258
- 9.1.3 Problemas especiais nos separadores 259

9.2 Processamento do gás natural 260

- 9.2.1 Condicionamento 260
- 9.2.2 Processamento 261

9.3 Tratamento do óleo 262

9.4 Tratamento da água 264

9.5 Meio ambiente 266

REFERÊNCIAS 269

O PETRÓLEO

1.1 Histórico

1.1.1 No mundo

O registro da participação do petróleo na vida do homem remonta a tempos bíblicos. Na antiga Babilônia, os tijolos eram assentados com asfalto e o betume era largamente utilizado pelos fenícios na calafetação de embarcações. Os egípcios o usaram na pavimentação de estradas, para embalsamar os mortos e na construção de pirâmides, enquanto gregos e romanos dele lançaram mão para fins bélicos. No Novo Mundo, o petróleo era conhecido pelos índios pré-colombianos, que o utilizavam para decorar e impermeabilizar seus potes de cerâmica. Os incas, os maias e outras civilizações antigas também estavam familiarizados com o petróleo, dele se aproveitando para diversos fins.

O petróleo era retirado de exsudações naturais encontradas em todos os continentes.

O início e a sustentação do processo de busca com crescente afirmação do produto na sociedade moderna datam de 1859, quando foi iniciada a exploração comercial nos Estados Unidos, logo após a célebre descoberta do Cel. Drake, em Tittusville, Pensilvânia, com um poço de apenas 21 metros de profundidade perfurado com um sistema de percussão movido a vapor, que produziu 2 m³/dia de óleo. Descobriu-se que a destilação do petróleo resultava em produtos que substituíam, com grande margem de lucro, o querosene obtido a partir do carvão e o óleo de baleia, que eram largamente utilizados para iluminação. Estes fatos marcaram o início da era do petróleo.

Posteriormente, com a invenção dos motores a gasolina e a diesel, estes derivados até então desprezados adicionaram lucros expressivos à atividade.

Até o fim do século passado os poços se multiplicaram e a perfuração com o método de percussão viveu o seu período áureo. Neste período, entretanto, começa a ser desenvolvido o processo rotativo de perfuração. Em 1900, no Texas, o americano Anthony Lucas, utilizando o processo rotativo, encontrou óleo a uma profundidade de 354 metros. Este evento foi considerado um marco importante na perfuração rotativa e na história do petróleo.

Nos anos seguintes a perfuração rotativa se desenvolve e progressivamente substitui a perfuração pelo método de percussão. A melhoria dos projetos e da qualidade do aço, os novos projetos de brocas e as novas técnicas de perfuração possibilitam a perfuração de poços com mais de 10.000 metros de profundidade.

A busca do petróleo levou a importantes descobertas nos Estados Unidos, Venezuela, Trinidad, Argentina, Borneu e Oriente Médio. Até 1945 o petróleo produzido provinha dos Estados Unidos, maior produtor do mundo, seguido da Venezuela, México, Rússia, Irã e Iraque. Com o fim da Segunda Guerra, um novo quadro geopolítico e econômico se delineia e a indústria do petróleo não fica à margem do processo. Ainda nos anos 50, os Estados Unidos continuam detendo metade da produção mundial, mas já começa a afirmação de um novo pólo produtor potencialmente mais pujante no hemisfério oriental. Essa década marca, também, uma intensa atividade exploratória, e começam a se intensificar as incursões no mar, com o surgimento de novas técnicas exploratórias.

Com o passar dos anos foi desenvolvida grande variedade de estruturas marítimas, incluindo navios, para portar os equipamentos de perfuração. Atualmente, algumas destas unidades de perfuração operam em lâminas d'água maiores que 2.000 metros.

A década de 60 registra a abundância do petróleo disponível no mundo. O excesso de produção, aliado aos baixos preços praticados pelo mercado, estimula o consumo desenfreado. O deslocamento de polaridade que já se fazia prever na década anterior começa a se afirmar. Os anos 60 revelaram grande sucesso na exploração de petróleo no Oriente Médio e na então União Soviética, o primeiro com expressivas reservas de óleo e o segundo com expressivas reservas de gás.

Os anos 70 foram marcados por brutais elevações nos preços do petróleo, tornando econômicas grandes descobertas no Mar do Norte e no México. Outras grandes descobertas ocorrem em territórios do Terceiro Mundo e dos países comunistas, enquanto que os Estados Unidos percebem que suas grandes reservas de petróleo já se encontram esgotadas, restando-lhes aprimorar métodos de pesquisa para localizar as de menor porte e de revelação mais discreta. Acontecem, então, os grandes avanços tecnológicos no aprimoramento de dispositivos de aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, como também nos processos de recuperação de petróleo das jazidas já conhecidas. Os anos 70 marcam, também, significativos avanços na geoquímica orgânica, com conseqüente aumento no entendimento das áreas de geração e migração de petróleo.

Nos anos 80 e 90, os avanços tecnológicos reduzem os custos de exploração e de produção, criando um novo ciclo econômico para a indústria petrolífera. Em 1996, as reservas mundiais provadas eram 60% maiores que em 1980, e os custos médios de prospecção e produção caíram cerca de 60% neste mesmo período.

Assim, ao longo do tempo, o petróleo foi se impondo como fonte de energia. Hoje, com o advento da petroquímica, além da grande utilização dos seus derivados, centenas de novos compostos são produzidos, muitos deles diariamente utilizados, como plásticos, borrachas sintéticas, tintas, corantes, adesivos, solventes, detergentes, explosivos, produtos farmacêuticos, cosméticos, etc. Com isso, o petróleo, além de produzir combustível, passou a ser imprescindível às facilidades e comodidades da vida moderna.

1.1.2 No Brasil

A história do petróleo no Brasil começa em 1858, quando o Marquês de Olinda assina o Decreto nº 2.266 concedendo a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso para fabricação de querosene, em terrenos situados às margens do Rio Marau, na então província da Bahia. No ano seguinte, o inglês Samuel Allport, durante a construção da Estrada de Ferro Leste Brasileiro, observa o gotejamento de óleo em Lobato, no subúrbio de Salvador.

Contudo, as primeiras notícias sobre pesquisas diretamente relacionadas ao petróleo ocorrem em Alagoas em 1891, em função da existência de sedimentos argilosos betuminosos no litoral. O primeiro poço brasileiro com o objetivo de encontrar petróleo, porém, foi perfurado somente em 1897, por Eugênio Ferreira Camargo, no município de Bofete, no estado de São Paulo. Este poço atingiu a profundidade final de 488 metros e, segundo relatos da época, produziu 0,5 m³ de óleo.

Em 1919 foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, que perfura, sem sucesso, 63 poços nos estados do Pará, Alagoas, Bahia, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Em 1938, já sob a jurisdição do recém-criado Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), inicia-se a perfuração do poço DNPM-163, em Lobato, BA, que viria a ser o descobridor de petróleo no Brasil, no dia 21 de janeiro de 1939. O poço foi perfurado com uma sonda rotativa e encontrou petróleo a uma profundidade de 210 metros. Apesar de ter sido considerado antieconômico, os resultados do poço foram de importância fundamental para o desenvolvimento das atividades petrolíferas no país.

Até o final de 1939 aproximadamente 80 poços tinham sido perfurados. O primeiro campo comercial, entretanto, foi descoberto somente em 1941, em Candeias, BA.

A partir de 1953, no governo Vargas, foi instituído o monopólio estatal do petróleo com a criação da Petrobras, que deu partida decisiva nas pesquisas do petróleo brasileiro.

Desde sua criação a Petrobras já descobriu petróleo nos estados do Amazonas, Pará, Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Paraná, São Paulo e Santa Catarina. Cada década na Empresa tem sido marcada por fatos de grande relevância na exploração de petróleo no país. Na década de 50 foram as descobertas dos campos de petróleo de Tabuleiro dos Martins, em Alagoas, e Taquipe, na Bahia. Na década de 60 foram os campos de Carmópolis, em Sergipe, e Miranga, na Bahia. Ainda em Sergipe, um marco notável dessa década foi a primeira descoberta no mar, o campo de Guaricema.

O grande fato dos anos 70, quando os campos de petróleo do Recôncavo Baiano entravam na maturidade, foi a descoberta da província petrolífera da Bacia de Campos, RJ, através do campo de Garoupa. Nessa mesma década outro fato importante foi a descoberta de petróleo na plataforma continental do Rio Grande do Norte através do campo de Ubarana.

A década de 80 foi marcada por três fatos de relevância: a constatação de ocorrências de petróleo em Mossoró, no Rio Grande do Norte, apontando para o que viria a se constituir, em pouco tempo, na segunda maior área produtora de petróleo

do país, as grandes descobertas dos campos gigantes de Marlim e Albacora em águas profundas da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, e as descobertas do Rio Urucu, no Amazonas.

Na década de 90 várias outras grandes descobertas já foram contabilizadas, como os campos gigantes de Roncador e Barracuda na Bacia de Campos, estado do Rio de Janeiro.

A produção de petróleo no Brasil cresceu de 750 m³/dia na época da criação da Petrobras para mais de 182.000 m³/dia no final dos anos 90, graças aos contínuos avanços tecnológicos de perfuração e produção na plataforma continental. A figura 1.1 ilustra os sucessivos recordes mundiais de produção marítima de petróleo.

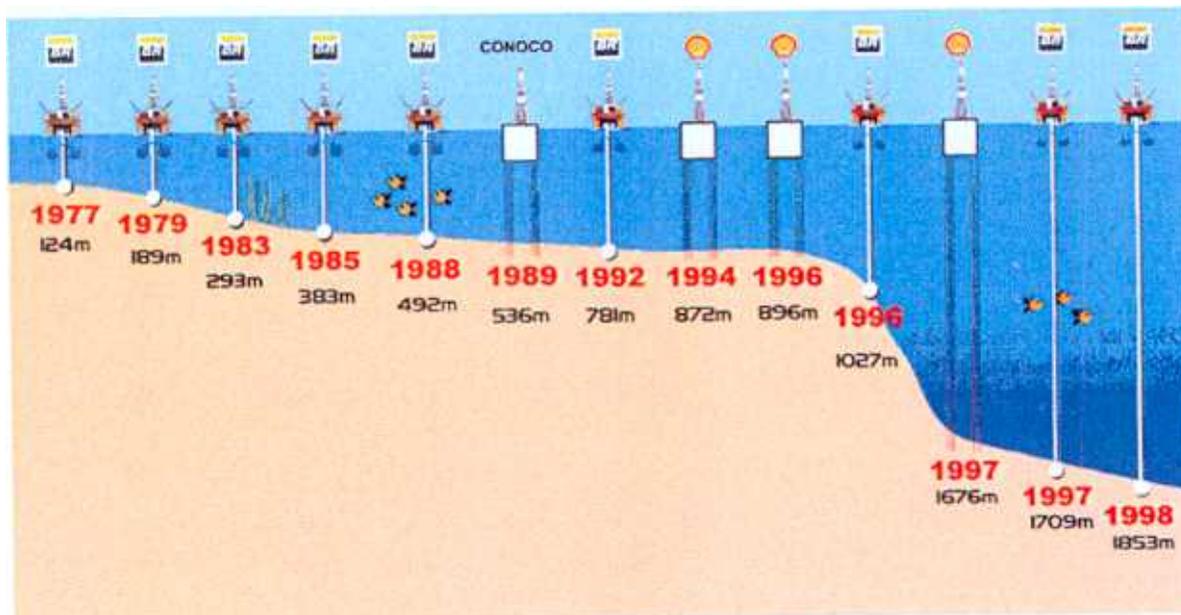


Figura 1.1 – Evolução do recorde mundial de produção na plataforma continental, atestando a constante evolução de técnicas e materiais na busca de reservas gigantes de petróleo em águas profundas.

1.2 Constituintes do petróleo

Do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho-claro.

O petróleo é constituído, basicamente, por uma mistura de compostos químicos orgânicos (hidrocarbonetos). Quando a mistura contém uma maior percentagem de moléculas pequenas seu estado físico é gasoso e quando a mistura contém moléculas maiores seu estado físico é líquido, nas condições normais de temperatura e pressão.

O petróleo contém centenas de compostos químicos, e separá-los em componentes puros ou misturas de composição conhecida é praticamente impossível. O

petróleo é normalmente separado em frações de acordo com a faixa de ebulição dos compostos. A tabela 1.1 mostra as frações típicas que são obtidas do petróleo.

Tabela 1.1 – Frações típicas do petróleo

Fração	Temperatura de ebulição (°C)	Composição aproximada	Usos
Gás residual Gás liquefeito de petróleo – GLP	– Até 40	$C_1 - C_2$ $C_3 - C_4$	gás combustível. gás combustível engarrafado, uso doméstico e industrial.
Gasolina	40 - 175	$C_5 - C_{10}$	combustível de automóveis, solvente.
Querosene	175 - 235	$C_{11} - C_{12}$	iluminação, combustível de aviões a jato.
Gasóleo leve	235 - 305	$C_{13} - C_{17}$	diesel, fornos.
Gasóleo pesado	305 - 400	$C_{18} - C_{25}$	combustível, matéria-prima p/lubrificantes.
Lubrificantes	400 - 510	$C_{26} - C_{38}$	óleos lubrificantes.
Resíduo	Acima de 510	C_{38+}	asfalto, piche, impermeabilizantes.

Os óleos obtidos de diferentes reservatórios de petróleo possuem características diferentes. Alguns são pretos, densos, viscosos, liberando pouco ou nenhum gás, enquanto que outros são castanhos ou bastante claros, com baixa viscosidade e densidade, liberando quantidade apreciável de gás. Outros reservatórios, ainda, podem produzir somente gás. Entretanto, todos eles produzem análises elementares semelhantes às dadas na tabela 1.2.

Tabela 1.2 – Análise elementar do óleo cru típico (% em peso)

Hidrogênio	11-14%
Carbono	83-87%
Enxofre	0,06-8%
Nitrogênio	0,11-1,7%
Oxigênio	0,1-2%
Metais	até 0,3%

A alta porcentagem de carbono e hidrogênio existente no petróleo mostra que os seus principais constituintes são os hidrocarbonetos. Os outros constituintes aparecem sob a forma de compostos orgânicos que contêm outros elementos, sendo os mais comuns o nitrogênio, o enxofre e o oxigênio. Metais também podem ocorrer como sais de ácidos orgânicos.

1.2.1 Hidrocarbonetos

Hidrocarbonetos são compostos orgânicos formados por carbono e hidrogênio. De acordo com sua estrutura, são classificados em saturados, insaturados e aromáticos. Os hidrocarbonetos saturados, também denominados de alcanos ou **parafinas** (do latim *parafine*, “pequena atividade”, por serem comparativamente inertes), são aqueles cujos átomos de carbono são unidos somente por ligações simples e ao maior número possível de átomos de hidrogênio, constituindo cadeias lineares, ramificadas ou cíclicas, interligadas ou não. Os hidrocarbonetos insaturados, também denominados de **olefinas**, apresentam pelo menos uma dupla ou tripla ligação carbono-carbono, enquanto que os hidrocarbonetos aromáticos, também chamados de **arenos**, apresentam pelo menos um anel de benzeno na sua estrutura.

a) Hidrocarbonetos parafínicos normais

Os hidrocarbonetos parafínicos normais ou alcanos possuem a fórmula geral $C_n H_{2n+2}$. Os nomes dos alcanos são formados por um prefixo (que especifica o número de carbonos) e do sufixo **ano**. O mais simples deles é o metano, constituído por um átomo de carbono ligado a quatro átomos de hidrogênio. A figura 1.2 ilustra os primeiros compostos desta família.

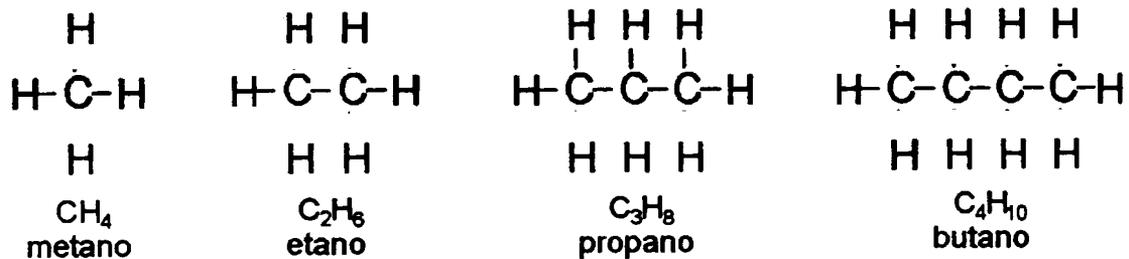


Figura 1.2 – Exemplo de parafinas normais.

b) Hidrocarbonetos parafínicos ramificados

Os hidrocarbonetos parafínicos podem apresentar ramificações em um ou mais átomos de carbono e são também denominados de isoparafinas, ou isoalcanos. Têm a mesma fórmula geral dos alcanos normais.

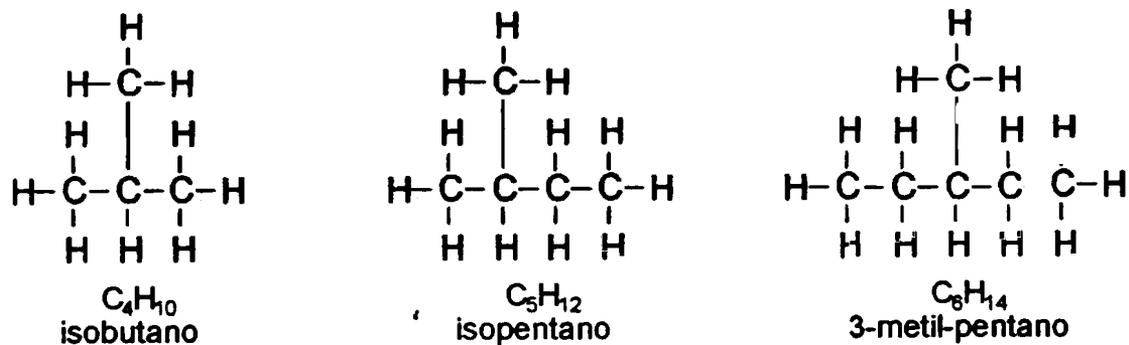


Figura 1.3 – Exemplo de parafinas ramificadas.

c) Hidrocarbonetos parafínicos cíclicos

Em muitos hidrocarbonetos, os átomos de carbono são dispostos na forma de anéis. Podem apresentar radicais parafínicos normais ou ramificados ligados ao anel ou outro hidrocarboneto cíclico. Na indústria do petróleo são conhecidos como **naftênicos**. A nomenclatura utilizada é a mesma dos parafínicos, agora com o prefixo **ciclo**.

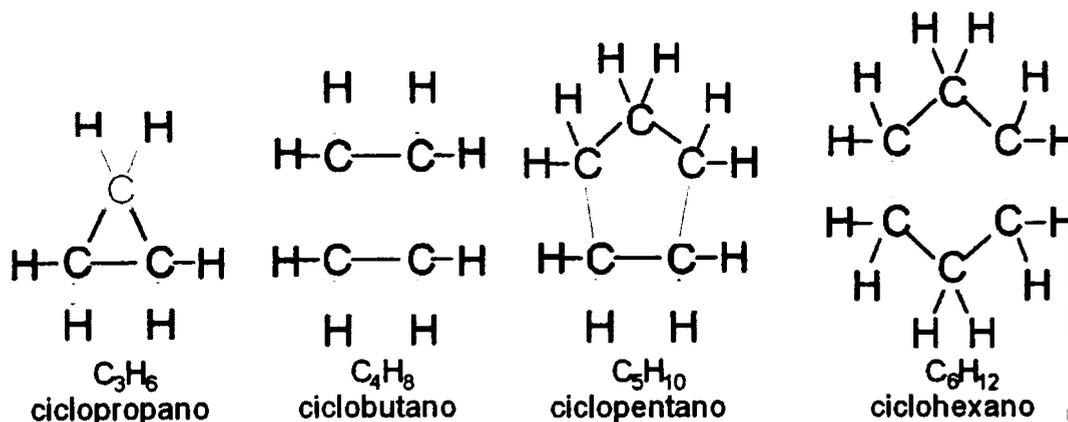


Figura .4 – Exemplo de hidrocarbonetos cíclicos.

d) Hidrocarbonetos insaturados

Os hidrocarbonetos insaturados, dos quais os mais comuns são os alcenos, apresentam a fórmula geral C_nH_{2n} . Assim como para os alcanos, o prefixo especifica o número de carbonos e o sufixo é **eno**. Dependendo do número de duplas ligações, são conhecidos como diolefinas, triolefinas, etc. Quando ocorre uma tripla ligação carbono-carbono, os hidrocarbonetos insaturados são denominados de alcinos, e o sufixo é **ino**.

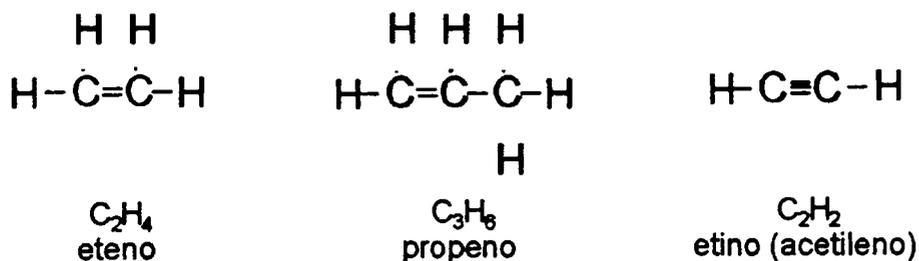


Figura .5 – Exemplo de hidrocarbonetos insaturados.

Os hidrocarbonetos insaturados constituem um grupo extremamente reativo. Embora sejam biologicamente metabolizados em grande quantidade, dificilmente são preservados na natureza.

e) Hidrocarbonetos aromáticos

São constituídos por ligações duplas e simples que se alternam em anéis com seis átomos de carbono. O composto mais simples é o benzeno (figura 1.6). Ao contrário dos compostos insaturados, o benzeno tem considerável estabilidade e, devido ao seu pronunciado odor, todos os compostos que contêm o anel benzeno são conhecidos como hidrocarbonetos aromáticos. Tal como nos naftênicos, pode ocorrer a presença de aromáticos formados por mais de um anel benzênico, que podem estar isolados, conjugados ou condensados. Podem ocorrer ainda compostos mistos, isto é, que apresentam núcleo aromático e radical naftênico, ou núcleo naftênico e radical aromático.

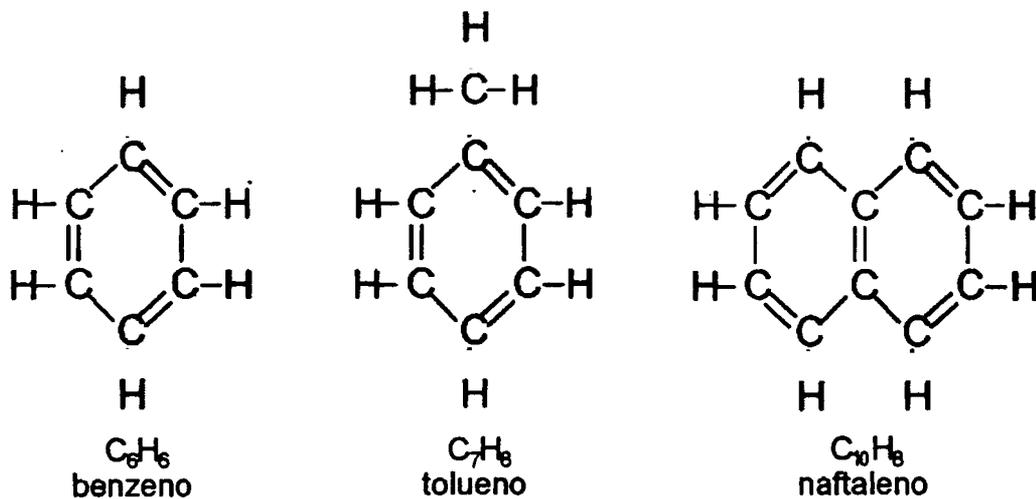


Figura 1.6 – Exemplo de hidrocarbonetos aromáticos

A tabela 1.3 apresenta as principais características das famílias dos hidrocarbonetos normalmente encontrados no petróleo.

Tabela 1.3 – Características dos hidrocarbonetos

	Parafina normal	Parafina ramificada	Olefina	Naftênico	Aromático
Densidade	baixa	baixa	baixa	média	alta
Gasolina	ruim	boa	boa	média	muito boa
Diesel	bom	médio	médio	médio	ruim
Lubrificantes	ótimo	bom	médio	médio	ruim
Resistente à oxidação	boa	boa	má	boa	má

A fim de se conhecer melhor a constituição do petróleo, o American Petroleum Institute (API) realizou análises em vários petróleos de diferentes origens, chegando às seguintes conclusões:

Todos os petróleos contêm substancialmente os mesmos hidrocarbonetos, em diferentes quantidades.

A quantidade relativa de cada grupo de hidrocarbonetos presente varia muito de petróleo para petróleo. Como consequência, segundo estas quantidades, diferentes serão as características dos tipos de petróleo.

A quantidade relativa dos compostos individuais dentro de cada grupo de hidrocarbonetos, no entanto, é aproximadamente da mesma ordem de grandeza para diferentes petróleos.

1.2.2 Não-hidrocarbonetos

O petróleo contém apreciável quantidade de constituintes que possuem elementos como enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais.

Estes constituintes, considerados como impurezas, podem aparecer em toda a faixa de ebulição do petróleo, mas tendem a se concentrar nas frações mais pesadas.

a) Compostos sulfurados

O enxofre é o terceiro elemento mais abundante encontrado no petróleo, e sua concentração média é de 0,65% em peso, com uma faixa apresentando valores entre 0,02 e 4,00%. O enxofre ocorre no petróleo nas formas de sulfetos, polissulfetos, benzotiofenos e derivados, moléculas policíclicas com nitrogênio e oxigênio, gás sulfídrico, dissulfeto de carbono, sulfeto de carbonila e enxofre elementar (muito raro).

Tais compostos estão presentes em todos os tipos de petróleo, e, em geral, quanto maior a densidade do petróleo, maior será seu teor de enxofre. Os compostos sulfurados, além de indesejáveis, pois concorrem para aumentar a polaridade dos óleos (aumentando a estabilidade das emulsões), são os responsáveis pela corrosividade dos produtos do petróleo, contaminam os catalisadores utilizados nos processos de transformação e determinam a cor e o cheiro dos produtos finais. São tóxicos e produzem SO_2 e SO_3 por combustão, gases altamente poluentes da atmosfera, os quais formam H_2SO_3 e H_2SO_4 (ácido sulfúrico) em meio aquoso.

b) Compostos nitrogenados

Os petróleos contêm em média 0,17% em peso de nitrogênio, com maior concentração nas frações pesadas. Os compostos nitrogenados apresentam-se quase que em sua totalidade na forma orgânica e são termicamente estáveis. Aparecem nas formas de piridinas, quinolinas, pirróis, indóis, porfirinas, e compostos policíclicos com enxofre, oxigênio e metais.

Os compostos nitrogenados aumentam a capacidade do óleo de reter a água em emulsão. Durante o refino tornam instáveis os produtos finais, propiciando a formação de gomas e alterando a coloração, além de serem também responsáveis pela contaminação dos catalisadores.

c) *Composto oxigenados*

Tal como os nitrogenados, aparecem no petróleo de uma forma mais ou menos complexa, tais como ácidos carboxílicos, fenóis, cresóis, ésteres, amidas, cetonas e benzofuranos.

De um modo geral, eles tendem a se concentrar nas frações mais pesadas e são responsáveis pela acidez e coloração (ácidos naftênicos), odor (fenóis), formação de gomas e corrosividade das frações do petróleo.

d) *Resinas e asfaltenos*

Resinas e asfaltenos são moléculas grandes, com alta relação carbono/hidrogênio e presença de enxofre, oxigênio e nitrogênio (de 6,9 a 7,3%). A estrutura básica é constituída de 3 a 10 ou mais anéis, geralmente aromáticos, em cada molécula.

As estruturas básicas das resinas e asfaltenos são semelhantes, mas existem diferenças importantes. Asfaltenos não estão dissolvidos no petróleo e sim dispersos na forma coloidal. As resinas, ao contrário, são facilmente solúveis. Asfaltenos puros são sólidos escuros e não-voláteis; e as resinas puras, além de serem líquidos pesados ou sólidos pastosos, são tão voláteis como um hidrocarboneto do mesmo tamanho. As resinas de alto peso molecular são avermelhadas, enquanto que as mais leves são menos coloridas.

e) *Compostos metálicos*

Apresentam-se de duas formas: como sais orgânicos dissolvidos na água emulsionada ao petróleo, facilmente removidos através do processo de dessalgação, e na forma de compostos organometálicos complexos, que tendem a se concentrar nas frações mais pesadas.

Os metais que podem ocorrer no petróleo são: ferro, zinco, cobre, chumbo, molibdênio, cobalto, arsênico, manganês, cromo, sódio, níquel e vanádio, sendo os dois últimos de maior incidência. O teor varia de 1 a 1.200 ppm.

Os compostos metálicos são também responsáveis pela contaminação dos catalisadores. A presença de sódio em combustíveis para fornos reduz o ponto de fusão dos tijolos refratários; e o vanádio nos gases de combustão pode atacar os tubos de exaustão.

1.3 Composição do petróleo

Os principais grupos de componentes dos óleos são os hidrocarbonetos saturados, os hidrocarbonetos aromáticos, as resinas e os asfaltenos.

Os hidrocarbonetos saturados constituem o maior grupo, formado por alcanos normais (n-parafinas), isoalcanos (isoparafinas) e cicloalcanos (naftenos). No petróleo são encontradas parafinas normais e ramificadas, que vão do metano até 45 átomos de carbono. As parafinas normais usualmente representam cerca de 15 a 20% do petróleo, variando, no entanto, entre limites bastante amplos (3 a 35%).

Os hidrocarbonetos aromáticos compreendem os aromáticos propriamente ditos, os naftenoaromáticos e os benzotiofenos e seus derivados (que contêm heterociclos com enxofre). A tabela 1.4 apresenta a composição química de um petróleo típico.

Tabela 1.4 – Composição química de um petróleo típico

Parafinas normais	14%
Parafinas ramificadas	16%
Parafinas cíclicas (naftênicas)	30%
Aromáticos	30%
Resinas e asfaltenos	10%

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos cuja composição abrange desde o metano até o hexano. Encontra-se na forma livre ou associado ao óleo em reservatórios naturais, contendo pequenas quantidades de diluentes e contaminantes.

A tabela 1.5 mostra as faixas de composição dos gases extraídos a partir de reservatórios de gás natural e a partir de reservatórios de óleo.

Tabela 1.5 – Componentes do gás natural (% em mol)

	Campos de gás natural	Gás natural liberado do óleo
Nitrogênio	traços – 15%	traços – 10%
Dióxido de carbono	traços – 5%	traços – 4%
Gás sulfídrico	traços – 3%	traços – 6%
Hélio	traços – 5%	não
Metano	70 – 98%	45 – 92%
Etano	1 – 10%	4 – 21%
Propano	traços – 5%	1 – 15%
Butanos	traços – 2%	0,5 – 2%
Pentanos	traços – 1%	traços – 3%
Hexanos	traços – 0,5%	traços – 2%
Heptanos +	traços – 0,5%	traços – 1,5%

1.4 Classificação do petróleo

A classificação do petróleo, de acordo com seus constituintes, interessa desde os geoquímicos até os refinadores. Os primeiros visam caracterizar o óleo para relacioná-lo à rocha-mãe e medir o seu grau de degradação. Os refinadores querem

saber a quantidade das diversas frações que podem ser obtidas, assim como sua composição e propriedades físicas.

Assim, os óleos parafínicos são excelentes para a produção de querosene de aviação (QAV), diesel, lubrificantes e parafinas. Os óleos naftênicos produzem frações significativas de gasolina, nafta petroquímica, QAV e lubrificantes, enquanto que os óleos aromáticos são mais indicados para a produção de gasolina, solventes e asfalto.

1.4.1 Classe parafínica (*75% ou mais de parafinas*)

Nesta classe estão os óleos leves, fluidos ou de alto ponto de fluidez, com densidade inferior a 0,85, teor de resinas e asfaltenos menor que 10% e viscosidade baixa, exceto nos casos de elevado teor de n-parafinas com alto peso molecular (alto ponto de fluidez). Os aromáticos presentes são de anéis simples ou duplos e o teor de enxofre é baixo. A maior parte dos petróleos produzidos no Nordeste brasileiro é classificada como parafínica.

1.4.2 Classe parafínico-naftênica (*50 – 70% parafinas, >20% de naftênicos*)

Os óleos desta classe são os que apresentam um teor de resinas e asfaltenos entre 5 e 15 %, baixo teor de enxofre (menos de 1%), teor de naftênicos entre 25 e 40%. A densidade e viscosidade apresentam valores maiores do que os parafínicos, mas ainda são moderados. A maioria dos petróleos produzidos na Bacia de Campos, RJ, é deste tipo.

1.4.3 Classe naftênica (*>70% de naftênicos*)

Nesta classe enquadra-se um número muito pequeno de óleos. Apresentam baixo teor de enxofre e se originam da alteração bioquímica de óleos parafínicos e parafínico-naftênicos. Alguns óleos da América do Sul, da Rússia e do Mar do Norte pertencem a esta classe.

1.4.4 Classe aromática intermediária (*>50% de hidrocarbonetos aromáticos*)

Compreende óleos freqüentemente pesados, contendo de 10 a 30% de asfaltenos e resinas e teor de enxofre acima de 1%. O teor de monoaromáticos é baixo e em contrapartida o teor de tiofenos e de dibenzotiofenos é elevado. A densidade usualmente é maior que 0,85.

Alguns óleos do Oriente Médio (Arábia Saudita, Catar, Kuwait, Iraque, Síria e Turquia), África Ocidental, Venezuela, Califórnia e Mediterrâneo (Sicília, Espanha e Grécia) são desta classe.

1.4.5 Classe aromático-naftênica (>35% de naftênicos)

Óleos deste grupo sofreram processo inicial de biodegradação, no qual foram removidas as parafinas. Eles são derivados dos óleos parafínicos e parafínico-naftênicos, podendo conter mais de 25% de resinas e asfaltenos, e teor de enxofre entre 0,4 e 1%. Alguns óleos da África Ocidental são deste tipo.

1.4.6 Classe aromático-asfáltica (>35% de asfaltenos e resinas)

Estes óleos são oriundos de um processo de biodegradação avançada em que ocorreria a reunião de monocicloalcanos e oxidação. Podem também nela se enquadrar alguns poucos óleos verdadeiramente aromáticos não degradados da Venezuela e África Ocidental. Entretanto, ela compreende principalmente óleos pesados e viscosos, resultantes da alteração dos óleos aromáticos intermediários.

Desta forma, o teor de asfaltenos e resinas é elevado, havendo equilíbrio entre ambos. O teor de enxofre varia de 1 a 9% em casos extremos. Nesta classe encontram-se os óleos do Canadá ocidental, Venezuela e sul da França.

NOÇÕES DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

2.1 Origem do petróleo

O petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. A matéria orgânica marinha é basicamente originada de microorganismos e algas que formam o fitoplâncton e não pode sofrer processos de oxidação. A necessidade de condições não-oxidantes pressupõe um ambiente de deposição composto de sedimentos de baixa permeabilidade, inibidor da ação da água circulante em seu interior. A interação dos fatores – matéria orgânica, sedimento e condições termoquímicas apropriadas – é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação do petróleo. A matéria orgânica proveniente de vegetais superiores também pode dar origem ao petróleo, todavia sua preservação torna-se mais difícil em função do meio oxidante onde vivem.

O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela. A matéria orgânica proveniente do fitoplâncton, quando submetida a condições térmicas adequadas, pode gerar hidrocarboneto líquido. O processo atuante sobre a matéria orgânica vegetal lenhosa poderá ter como consequência a geração de hidrocarboneto gasoso.

Admitindo um ambiente apropriado, após a incorporação da matéria orgânica ao sedimento, dá-se aumento de carga sedimentar e de temperatura, começando, então, a se delinear o processo que passa pelos seguintes estágios evolutivos:

na faixa de temperaturas mais baixas, até 65°C, predomina a atividade bacteriana que provoca a reorganização celular e transforma a matéria orgânica em querogênio. O produto gerado é o metano bioquímico ou biogênico, conforme mostra a figura 2.1. Este processo é denominado de **Diagênese**;

o incremento de temperatura, até 165°C, é determinante da quebra das moléculas de querogênio e resulta na geração de hidrocarbonetos líquidos e gás – **Catagênese**;

- a continuação do processo, avançando até 210°C, propicia a quebra das moléculas de hidrocarbonetos líquidos e sua transformação em gás leve – Metagênese;
- ultrapassando essa fase, a continuação do incremento de temperatura leva à degradação do hidrocarboneto gerado, deixando como remanescente grafite, gás carbônico e algum resíduo de gás metano – Metamorfismo.

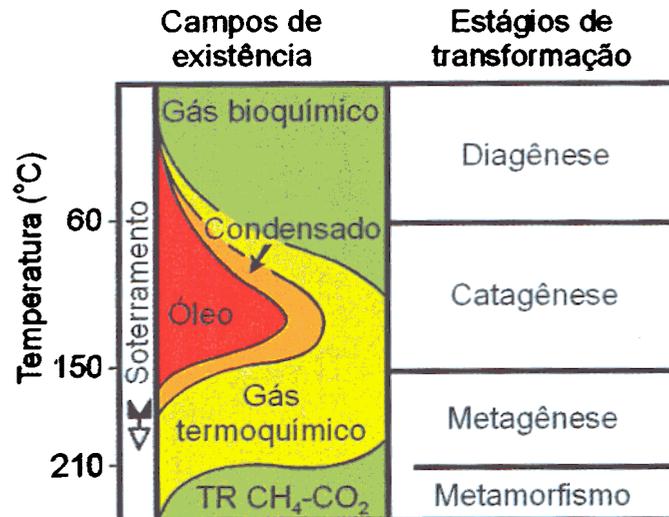


Figura 2.1 – Transformação termoquímica da matéria orgânica e a geração do petróleo.

Assim, o processo de geração de petróleo como um todo é resultado da captação da energia solar, através da fotossíntese, e transformação da matéria orgânica com a contribuição do fluxo de calor oriundo do interior da Terra.

2.1.1 Migração do petróleo

Para se ter uma acumulação de petróleo é necessário que, após o processo de geração, ocorra a migração e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica.

Do estudo dos fatores controladores da ocorrência do petróleo, a migração é o mais questionado, o menos conclusivo, e o que mais suscita polêmica entre os geólogos de petróleo. O fato é que o petróleo é gerado em uma rocha dita fonte, ou geradora, e se desloca para outra, onde se acumula, dita reservatório. As formas de migração têm tido várias explicações, e na Petrobras modelos bem fundamentados têm sido propostos para explicar as acumulações existentes no país.

A explicação clássica para o processo atribui papel relevante à fase de expulsão da água das rochas geradoras, que levaria consigo o petróleo durante os processos de compactação. Outra explicação estaria no microfraturamento das rochas geradoras. Isto facilitaria o entendimento do fluxo através de um meio de baixíssima permeabilidade, como as rochas argilosas (folhelhos).

À expulsão do petróleo da rocha onde foi gerado dá-se o nome de migração primária. Ao seu percurso ao longo de uma rocha porosa e permeável até ser interceptado e contido por uma armadilha geológica dá-se o nome de migração secundária. A não-contenção do petróleo em sua migração permitiria seu percurso continuado em busca de zonas de menor pressão até se perder através de exsudações, oxidação e degradação bacteriana na superfície.

2.1.2 Rocha-reservatório

O petróleo, após ser gerado e ter migrado, é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada de reservatório (figura 2.2). Esta rocha pode ter qualquer origem ou natureza, mas para se constituir em um reservatório deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade), e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade. Desse modo, podem se constituir rochas-reservatório os arenitos e calcarenitos, e todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis. Algumas rochas, como os folhelhos e alguns carbonatos, normalmente porosos porém impermeáveis, podem vir a se constituir reservatórios quando se apresentam naturalmente fraturados.

Uma rocha-reservatório, de uma maneira geral, é composta de grãos ligados uns aos outros por um material, que recebe o nome de cimento. Também existe entre os grãos outro material muito fino chamado matriz. O volume total ocupado por uma rocha-reservatório é a soma do volume dos materiais sólidos (grãos, matriz e cimento) e do volume dos espaços vazios existentes entre eles. O volume de espaços vazios é também chamado de volume poroso. Portanto, a porosidade de uma rocha é definida por:

$$\phi = V_p/V_t, \quad (2.1)$$

e o volume total da rocha é dado pela soma

$$V_t = V_p + V_s, \quad (2.2)$$

onde: ϕ é a porosidade; V_t é o volume total da rocha; V_p é o volume poroso; e V_s é o volume de sólidos.

A porosidade depende da forma, da arrumação e da variação de tamanho dos grãos, além do grau de cimentação da rocha.

Normalmente existe comunicação entre os poros de uma rocha. Porém, devido à cimentação, alguns poros podem ficar totalmente isolados. Chama-se “porosidade absoluta” a razão entre o volume de todos os poros, interconectados ou não, e o volume total da rocha. À razão entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha dá-se o nome de “porosidade efetiva”. Como os poros isolados não estão acessíveis para a produção de fluidos, o parâmetro realmente importante para a engenharia de reservatórios é a porosidade efetiva, pois representa o volume máximo de fluidos que pode ser extraído da rocha.

A porosidade que se desenvolveu quando da conversão do material sedimentar em rocha é denominada “primária”. Entretanto, após a sua formação, a rocha é

submetida a esforços mecânicos, podendo resultar daí o aparecimento de fraturas, ou seja, o aparecimento de mais espaços vazios. Esta nova porosidade é chamada de "secundária". Em rochas calcárias é freqüente a ocorrência de dissolução de parte dos sólidos devido ao ataque da água da formação, resultando também em porosidade secundária.

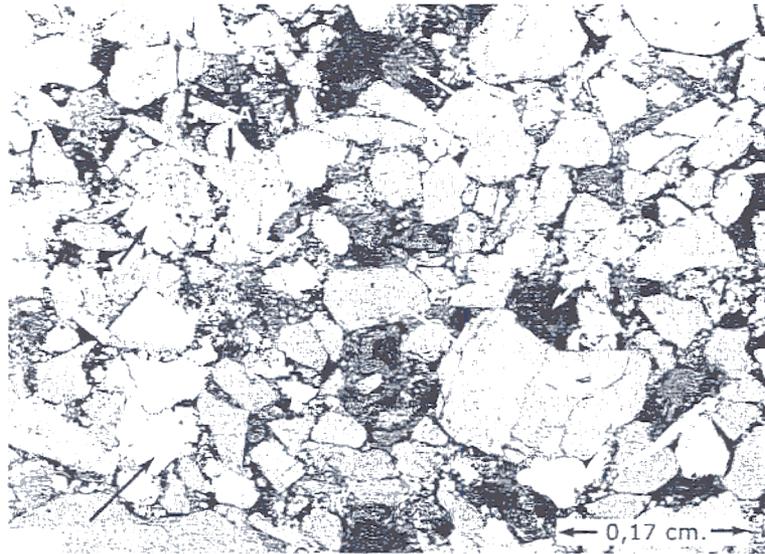


Figura 2.2 – Microfotografia de uma rocha-reservatório contendo óleo.

A porosidade é medida a partir de perfis elétricos executados nos poços ou de ensaios de laboratório em amostras da rocha.

Nas bacias sedimentares brasileiras produtoras de petróleo os reservatórios são predominantemente convencionais, arenitos e calcarenitos. Porém, existem exemplos de acumulações de hidrocarbonetos em rochas tanto sedimentares quanto ígneas e metamórficas não convencionais, como os folhelhos fraturados na Bacia do Recôncavo, BA, os basaltos na Bacia de Campos, RJ, e metamórficas fraturadas na Bacia Sergipe-Alagoas.

2.1.3 Rocha selante

Atendidas as condições de geração, migração e reservatório, para que se dê a acumulação do petróleo, existe a necessidade de que alguma barreira se interponha no seu caminho. Esta barreira é produzida pela rocha selante, cuja característica principal é sua baixa permeabilidade.

Além da impermeabilidade, a rocha selante deve ser dotada de plasticidade, característica que a capacita a manter sua condição selante mesmo após submetida a esforços determinantes de deformações. Duas classes de rochas são selantes por excelência: os folhelhos e ós e vaporitos (sal). Outros tipos de rochas também podem funcionar como tal. A eficiência selante de uma rocha não depende só de sua espessura, mas também de sua extensão.

A figura 2.3 esquematiza diversas situações geológicas ilustrando a migração do petróleo desde a rocha geradora até rochas-reservatório. A disposição espacial entre rochas-reservatório e rochas selantes propicia a acumulação do petróleo.

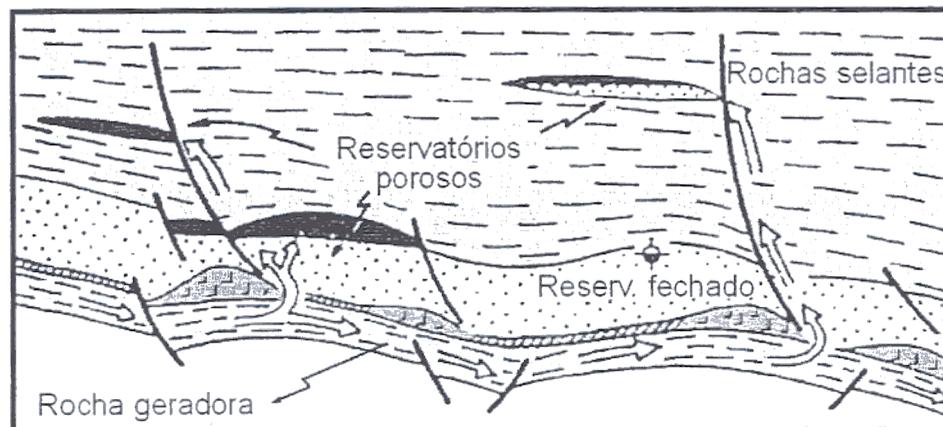


Figura 2.3 – Relações espaciais entre rochas geradoras, reservatórios e selantes.

2.1.4 Aprisionamento do petróleo

Um dos requisitos para a formação de uma jazida de petróleo é a existência de armadilhas ou trapas, que podem ter diferentes origens, características e dimensões.

Admitindo-se diferentes bacias sedimentares, de dimensões equivalentes, contendo rochas geradoras com potenciais de geração de hidrocarbonetos também equivalentes, dados pelos seus teores de matéria orgânica e condições termoquímicas, os volumes de petróleo a serem encontrados poderão ser os mais distintos, desde volumes gigantescos em umas até insignificantes em outras, isso dependendo de seus graus de estruturação, da existência e inter-relação das armadilhas e dos contatos que essas armadilhas propiciem entre rochas geradoras e reservatórios. Em última instância, de nada vale uma bacia sedimentar dotada de rochas potencialmente geradoras e reservatórios se não estiverem presentes as armadilhas contentoras da migração. O termo armadilha tem conotação ampla e engloba todas as variantes de situações em que possa haver concentração de hidrocarbonetos.

O desenvolvimento de condições para o aprisionamento de petróleo pode ser ditado pela geração de esforços físicos que vão determinar a formação de elementos arquitetônicos que se transformam em abrigos para a contenção de fluidos. A formação de uma armadilha pode prescindir da atuação de esforços físicos diretos. É o caso das acumulações resultantes das diferenças entre os sedimentos, ou da atuação de causas hidrodinâmicas.

Convencionalmente, as armadilhas são classificadas em estruturais, estratigráficas e mistas ou combinadas, embora nem sempre na prática sejam simples as suas individualizações. As armadilhas mais prontamente descobertas em uma bacia têm controle predominantemente estrutural e detêm os maiores volumes de petróleo. Elas

são respostas das rochas aos esforços e deformações, e nesse tipo enquadram-se as dobras e as falhas (figura 2.4).

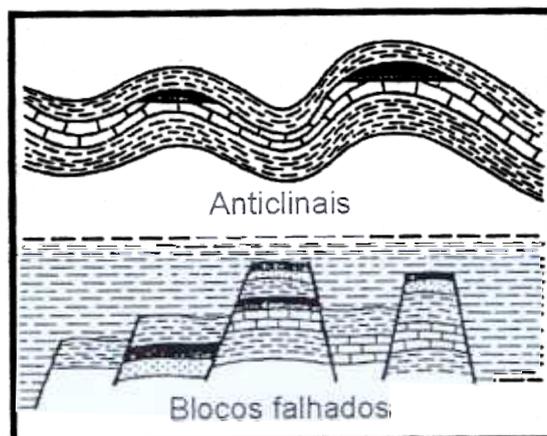


Figura 2.4 – Armadilhas estruturais.

Em 1860, ano seguinte à perfuração do poço pelo Cel. Drake na Pensilvânia, Henry D. Rogers, da Universidade de Glasgow, mostrou que aquela ocorrência tinha controle estrutural. Daí por diante, todo o sucesso inicial da exploração de petróleo nos Estados Unidos se baseou na aplicação desse princípio, verificando-se que todos os grandes reservatórios de petróleo situavam-se em dobras do tipo anticlinal, embora nem todas as anticlinais fossem portadoras de petróleo.

As anticlinais dobradas englobam grandes volumes de petróleo, e nelas está situada a maioria dos campos gigantes. São de fácil identificação tanto por métodos geológicos de superfície quanto por métodos geofísicos.

É comum a ocorrência de campos gigantes em áreas anticlinais afetadas por falhamentos, como, por exemplo, nas áreas de Ghawar no Oriente Médio, com 2.275 km², Hassi R'Mel, com 2.600 km² e o campo de Samotlor, o maior da União Soviética, com 2.000 km².

As falhas desempenham um papel relevante para o aprisionamento de petróleo ao colocar rochas reservatório em contato com rochas selantes. O modelo de aprisionamento com base em sistemas de falhas é aplicado com sucesso nas bacias sedimentares brasileiras, principalmente na do Recôncavo e nas bacias costeiras.

As armadilhas estratigráficas não têm relação direta com os esforços atuantes nas bacias sedimentares, e são determinadas por interações de fenômenos de caráter paleogeográfico, caso dos paleorrelevos, e sedimentológicos como as variações laterais de permeabilidade (figura 2.5).

Como exemplos de aprisionamentos estratigráficos nas bacias brasileiras, ocorrem acumulações na Formação Candeias, no Recôncavo e na Bacia do Ceará, onde arenitos intercalam-se com folhelhos nos campos de Xaréu, Espada e Atum. Um exemplo de aprisionamento paleogeográfico é a acumulação do campo de Fazenda Belém, na Bacia Potiguar.

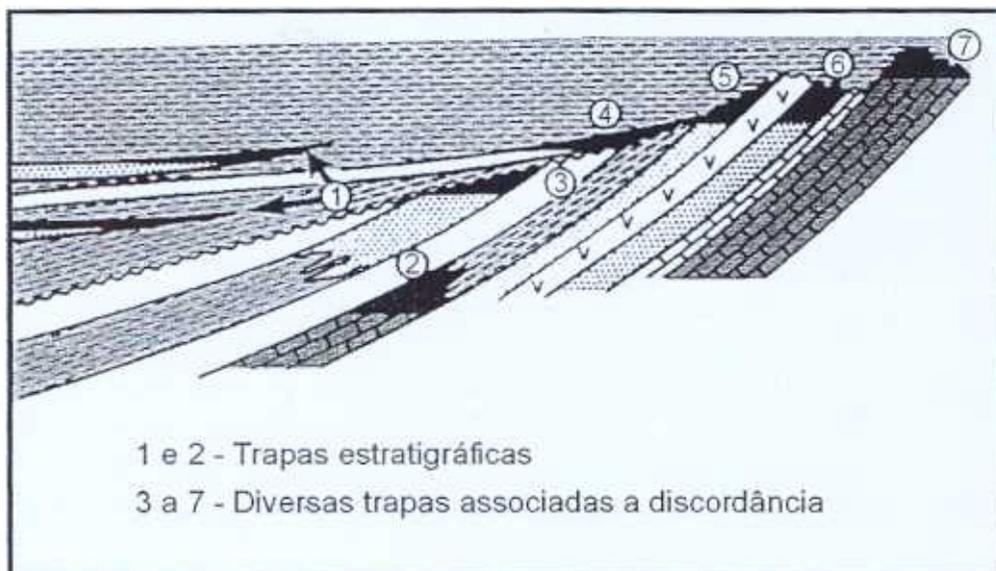


Figura 2.5 – Armadilhas estratigráficas e paleogeomórficas.

Exemplos de aprisionamentos estratigráficos ocorrem, também, em arenitos da Bacia do Espírito Santo. Na Bacia de Campos são muitas as ocorrências de aprisionamentos estratigráficos em arenitos de várias idades geológicas.

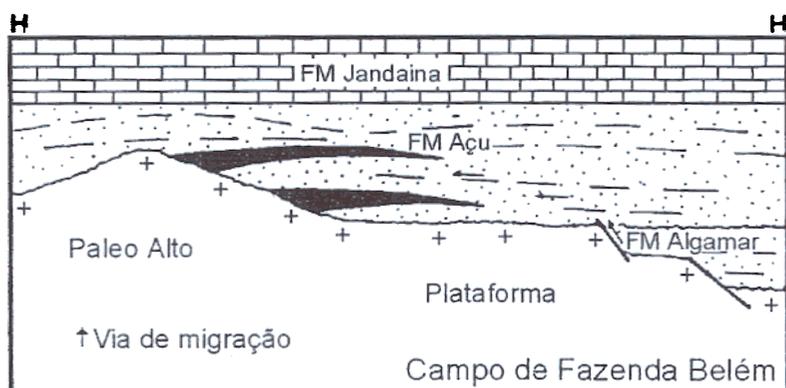


Figura 2.6 – Aprisionamento paleogeográfico, campo de Fazenda Belém, na Bacia Potiguar.

As armadilhas combinadas ou mistas compreendem aquelas situações em que as acumulações de hidrocarbonetos têm controle tanto de elementos estruturais quanto estratigráficos. Exemplos deste tipo encontram-se na Bacia Potiguar, nos campos de Baixa do Algodão, Mossoró, Alto da Pedra e Canto do Amaro. Encontram-se também na Bacia do Espírito Santo, onde reservatórios da formação Barra Nova apresentam-se em acumulações controladas estruturalmente por falhas e arqueamentos provocados por movimentação de sal.

PROSPECÇÃO DE PETRÓLEO

A descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um longo e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares. Somente após exaustivo prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo, os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço, que é a etapa que mais investimentos exige em todo o processo de prospecção.

Um programa de prospecção visa fundamentalmente a dois objetivos: (i) localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas que tenham condição para a acumulação de petróleo; e (ii) verificar qual, dentre estas situações, possui mais chance de conter petróleo. Não se pode prever, portanto, onde existe petróleo, e sim os locais mais favoráveis para sua ocorrência.

A identificação de uma área favorável à acumulação de petróleo é realizada através de métodos geológicos e geofísicos, que, atuando em conjunto, conseguem indicar o local mais propício para a perfuração. Todo o programa desenvolvido durante a fase de prospecção fornece uma quantidade muito grande de informações técnicas, com um investimento relativamente pequeno quando comparado ao custo de perfuração de um único poço exploratório.

3.1 Métodos geológicos

A primeira etapa de um programa exploratório é a realização de um estudo geológico com o propósito de reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos em uma determinada região. Para esse fim, o geólogo elabora mapas de geologia de superfície com o apoio da aerofotogrametria e fotogeologia, infere a geologia de subsuperfície a partir dos mapas de superfície e dados de poços, como também analisa as informações de caráter paleontológico e geoquímico.

3.1.1 Geologia de superfície

Através do mapeamento das rochas que afloram na superfície, é possível reconhecer e delimitar as bacias sedimentares e identificar algumas estruturas capazes

de acumular hidrocarbonetos. Os mapas geológicos, que indicam as áreas potencialmente interessantes, são continuamente construídos e atualizados pelos exploracionistas. Nestes mapas, as áreas compostas por rochas ígneas e metamórficas são praticamente eliminadas, como também pequenas bacias com espessura sedimentar muito reduzida ou sem estruturas favoráveis à acumulação.

Nesta fase existe a possibilidade de reconhecimento e mapeamento de estruturas geológicas que eventualmente possam incentivar a locação¹ de um poço pioneiro.² As informações geológicas e geofísicas obtidas a partir de poços exploratórios são de enorme importância para a prospecção, pois permitem reconhecer as rochas que não afloram na superfície e aferir e calibrar os processos indiretos de pesquisas como os métodos sísmicos.

3.1.2 Aerofotogrametria e fotogeologia

A aerofotogrametria é fundamentalmente utilizada para construção de mapas base ou topográficos e consiste em fotografar o terreno utilizando-se um avião devidamente equipado, voando com altitude, direção e velocidade constantes.

A fotogeologia consiste na determinação das feições geológicas a partir de fotos aéreas, onde dobras, falhas e o mergulho das camadas geológicas são visíveis. As estruturas geológicas podem ser identificadas através da variação da cor do solo, da configuração de rios e de drenagem presente na região em estudo. Em regiões áridas, como o exemplo da figura 3.1, a ausência de cobertura vegetal permite a identificação direta das rochas presentes na área de estudo.

Além das fotos aéreas obtidas nos levantamentos aerofotogramétricos, utilizam-se imagens de radar e imagens de satélite, cujas cores são processadas para ressaltar características específicas das rochas expostas na superfície. A figura 3.2 é uma imagem de satélite mostrando claramente lineamentos resultantes de intenso mecanismo de dobramento de rochas sedimentares.

3.1.3 Geologia de subsuperfície

Consiste no estudo de dados geológicos obtidos em um poço exploratório. A partir destes dados é possível determinar as características geológicas das rochas de subsuperfície. As técnicas mais comuns envolvem:

- a descrição das amostras de rochas recolhidas durante a perfuração;
- o estudo das formações perfuradas e sua profundidade em relação a um referencial fixo (frequentemente o nível do mar);
- a construção de mapas e seções estruturais através da correlação entre as informações de diferentes poços; e

¹ Posição, em coordenadas geográficas ou referida a um marco geodésico, definida para a perfuração de um poço.

² Primeiro poço em uma área envolvendo altos custos e riscos, cuja locação deve ser criteriosamente analisada. O índice de sucesso em poços pioneiros da Petrobras no mar é de 47%.

a identificação dos fósseis presentes nas amostras de rocha provenientes da superfície e subsuperfície através do laboratório de paleontologia. Com os resultados obtidos pode-se correlacionar os mais variados tipos de rochas dentro de uma bacia ou mesmo entre bacias.

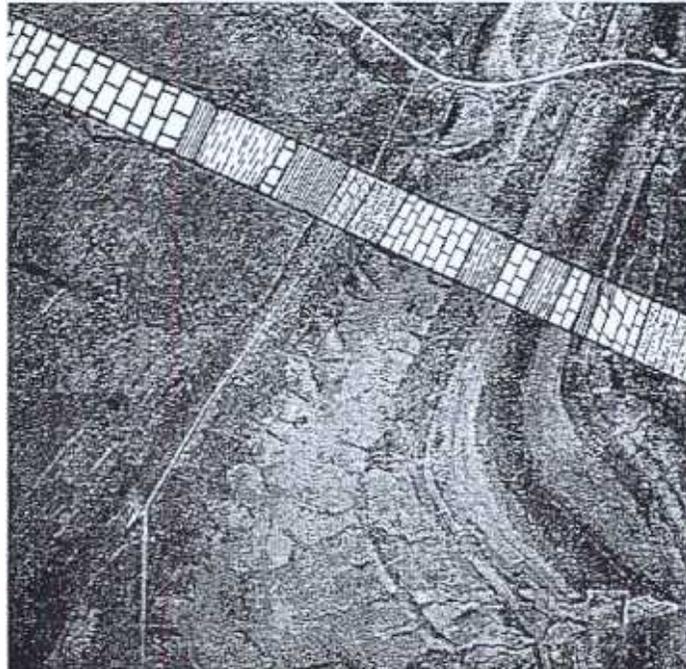


Figura 3. – Interpretação fotogeológica onde são nítidas as feições de diferentes tipos de rochas.

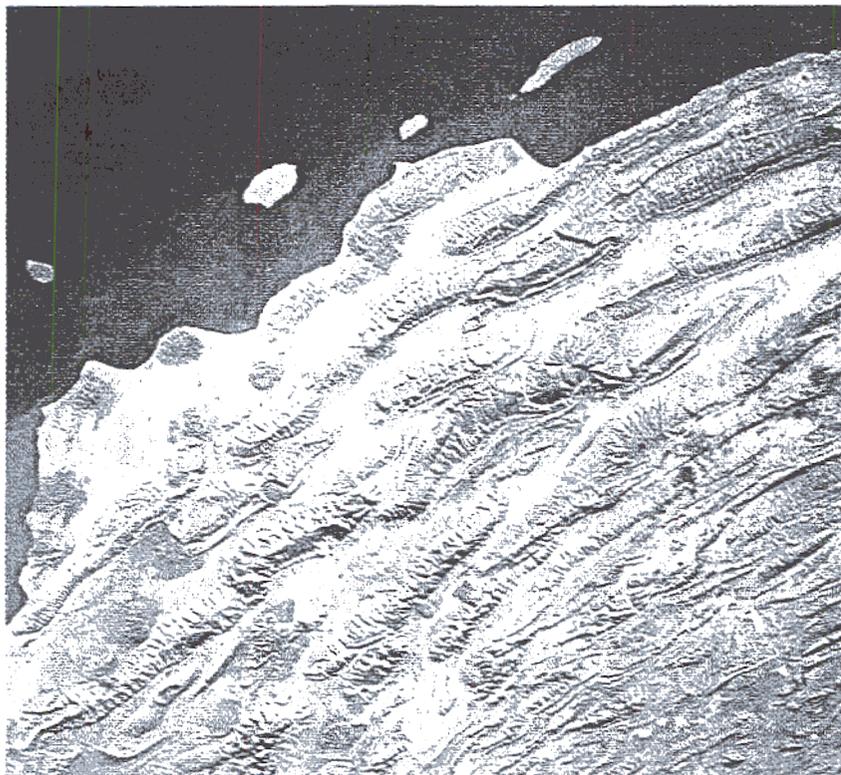


Figura 3.2 – Cadeia de montanhas Zagros no Irã e parte do Golfo Pérsico. (Fotografado por James A. Lovell Jr., a bordo da cápsula *Gemini XIII*.)

O geólogo trabalha predominantemente na aferição direta das rochas e, utilizando-se de diferentes técnicas, consegue identificar as estruturas mais promissoras para a acumulação de petróleo em uma área. Esgotados os recursos diretos de investigação, onde uma grande quantidade de informações é acumulada, a prospecção por métodos indiretos torna-se apropriada em áreas potencialmente promissoras. No caso particular da Plataforma Continental, o emprego de métodos indiretos, ou geofísicos, tem possibilitado a descoberta de acumulações gigantescas de hidrocarbonetos.

3.2 Métodos potenciais

A geofísica é o estudo da terra usando medidas de suas propriedades físicas. Os geofísicos adquirem, processam e interpretam os dados coletados por instrumentos especiais, com o objetivo de obter informações sobre a estrutura e composição das rochas em subsuperfície. Grande parte do conhecimento adquirido sobre o interior da Terra, além dos limites alcançados por poços, vem de observações geofísicas. Por exemplo, a existência e as propriedades da crosta, manto e núcleo da Terra foram inicialmente determinadas através de observações de ondas sísmicas geradas por terremotos, como também através de medidas da atração gravitacional, magnetismo e das propriedades térmicas das rochas.

A gravimetria e a magnetometria, também chamadas métodos potenciais, foram muito importantes no início da prospecção de petróleo por métodos indiretos, permitindo o reconhecimento e mapeamento das grandes estruturas geológicas que não apareciam na superfície.

3.2.1 Gravimetria

A prospecção gravimétrica evoluiu do estudo do campo gravitacional, um assunto que tem interessado os geodestas nos últimos 250 anos, preocupados em definir a forma da Terra.

Atualmente sabe-se que o campo gravitacional depende de cinco fatores: latitude, elevação, topografia, marés e variações de densidade em subsuperfície. Este último é o único que interessa na exploração gravimétrica para petróleo, pois permite fazer estimativas da espessura de sedimentos em uma bacia sedimentar, presença de rochas com densidades anômalas como as rochas ígneas e domos de sal, e prever a existência de altos e baixos estruturais pela distribuição lateral desigual de densidades em subsuperfície.

A unidade de medida da aceleração do campo gravitacional terrestre é o gal em homenagem ao físico italiano Galileo Galilei (1564-1642), e vale 1 cm/s^2 . A aceleração média na superfície da Terra é de 980 gal (aumenta 0,5% do Equador para os pólos) e as anomalias produzidas por estruturas geológicas de interesse à prospecção de petróleo são da ordem de 10^{-3} gal. Conseqüentemente, os gravímetros são instrumentos de medida bastante sensíveis e devem detectar variações de 10^{-3} gal em um campo de 10^{+3} gal, ou seja, devem ter uma precisão da ordem de 1/1.000.000.

O mapa gravimétrico obtido após a aplicação das correções de latitude, elevação, topografia e marés é denominado mapa Bouguer, em homenagem ao matemático francês Pierre Bouguer (1698-1758). A interpretação do mapa Bouguer é ambígua, pois diferentes situações geológicas podem produzir perfis gravimétricos semelhantes. Portanto, a utilização individual do método gravimétrico não consegue diagnosticar com confiabilidade a real estrutura do interior da Terra, muito embora possa mostrar a existência de algum tipo de anomalia. Contudo, quando utilizado conjuntamente com outros métodos geofísicos e com o conhecimento geológico prévio da área, permite um avanço significativo no entendimento da distribuição espacial das rochas em subsuperfície.

A figura 3.3 apresenta o mapa Bouguer da Bacia do Recôncavo e suas cercanias, no qual as tonalidades mais azuis indicam embasamento mais profundo, ou espessura maior de sedimentos, enquanto as cores mais vermelhas indicam embasamento mais raso. As grandes feições estruturais e o arcabouço do embasamento são bem visíveis neste mapa.

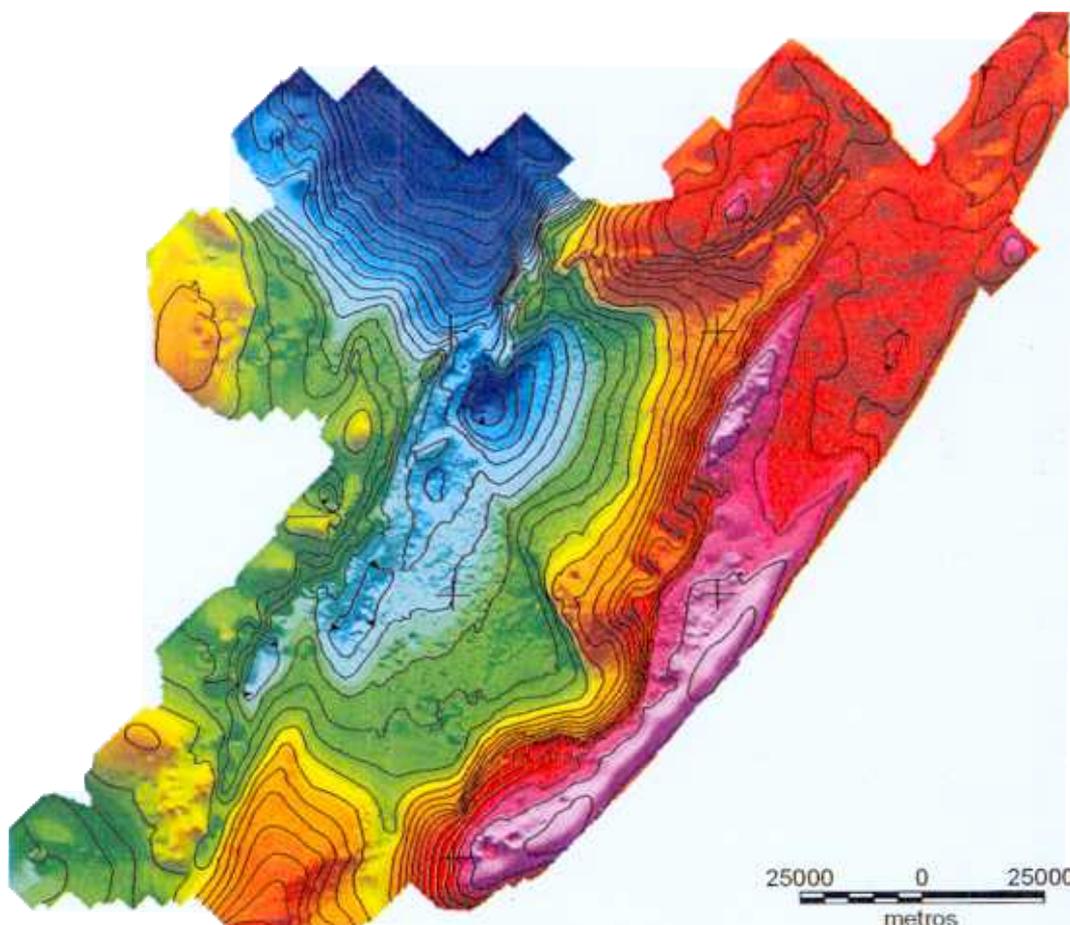


Figura 3.3 – Mapa Bouguer, da Bacia do Recôncavo, BA. As cores vermelha, verde e azul indicam embasamento progressivamente mais profundo.

A maioria dos grandes campos de petróleo no Recôncavo Baiano foi descoberta através da interpretação de mapas gravimétricos.

3.2.2 Magnetometria

A prospecção magnética para petróleo tem como objetivo medir pequenas variações na intensidade do campo magnético terrestre, consequência da distribuição irregular de rochas magnetizadas em subsuperfície.

Embora similares, a matemática envolvida no método magnético é mais complexa do que no método gravimétrico devido às variações na direção do vetor magnético da Terra e também porque diferentes instrumentos medem diferentes componentes deste vetor. Enquanto no método gravimétrico o vetor aponta sempre para o centro da Terra, no método magnético o vetor é horizontal no equador e vertical nos pólos magnéticos, que por sua vez não coincidem com os pólos geográficos.

Nos levantamentos aeromagnéticos as medidas obtidas pelos magnetômetros dependem de vários fatores, dos quais se destacam: latitude, altitude de vôo ou elevação, direção de vôo, variações diurnas e presença localizada de rochas com diferentes susceptibilidades magnéticas. As variações diurnas são causadas por atividades solares, denominadas tempestades magnéticas, e pelo movimento de camadas ionizadas na alta atmosfera que atuam como correntes elétricas perturbando o campo magnético terrestre.

A unidade de medida em levantamentos magnéticos é o gamma, ou nanotesla, que vale 10^{-5} gauss, unidade definida em homenagem ao matemático alemão Karl F. Gauss (1777-1855). O campo magnético terrestre é da ordem de 50.000 gammas e as anomalias de interesse na prospecção de petróleo são da ordem de 1 a 10 gammas. Conseqüentemente, os magnetômetros devem apresentar uma sensibilidade de 1/50.000. As anomalias produzidas por rochas de diferentes susceptibilidades magnéticas podem ser comparadas, por analogia, com a quantidade de magnetita disseminada nas rochas. Existem outros minerais ferromagnéticos, mas nenhum em quantidades significativas quanto a magnetita. Conseqüentemente, rochas básicas (baixo teor de sílica) apresentam valores altos de susceptibilidade magnética e rochas ácidas (alto teor de sílica) apresentam valores baixos. As rochas sedimentares apresentam, em geral, valores de susceptibilidade magnética muito baixos, razão pela qual as medidas magnéticas são relacionadas diretamente com feições do embasamento ou presença de rochas intrusivas básicas.

Da mesma forma como os mapas Bouguer, os mapas magnéticos obtidos após as devidas correções das medidas de campo podem apresentar interpretações ambíguas e devem ser utilizados em conjunto com outros métodos. O exame cuidadoso destes mapas pode fornecer estimativas da profundidade do embasamento magnético ou espessura de sedimentos, altos estruturais do embasamento e presença de rochas intrusivas básicas.

A figura 3.4 é um exemplo de um mapa magnético com uma significativa perturbação regional ocasionada pelo relevo do embasamento magnético. A figura 3.5 é a interpretação obtida a partir desse mapa, com o contorno estrutural de um campo de petróleo.

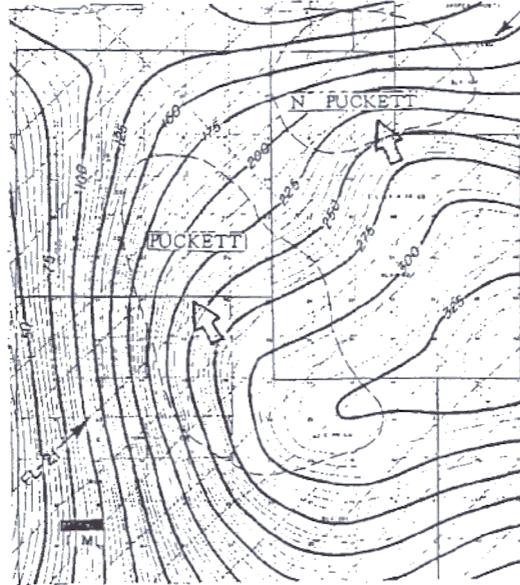


Figura 3.4 – Mapa aeromagnético do campo de petróleo Puckett, Texas. (Extraído de Nettleton, 1971.)

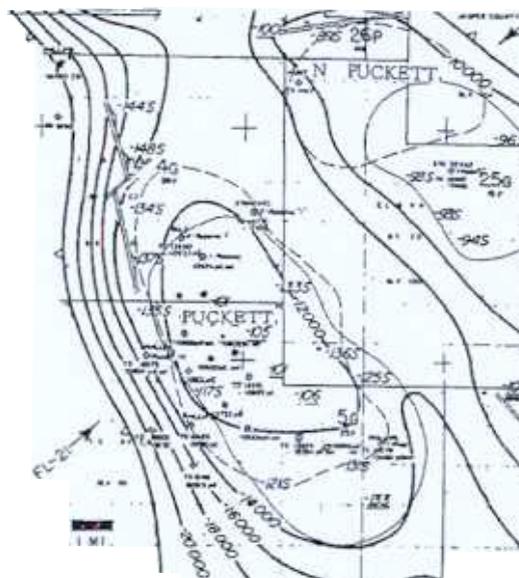


Figura 3.5 – Mapa do embasamento magnético interpretado a partir da figura 3.4, mostrando a estrutura do campo de Puckett. (Extraído de Nettleton, 1971.)

3.3 Métodos sísmicos

O método sísmico de refração registra somente ondas refratadas com ângulo crítico (*head waves*) e tem grande aplicação na área de sismologia. Foi através

deste método que a estrutura interior da Terra foi desvendada. Na área de petróleo sua aplicação é bastante restrita atualmente, embora este método tenha sido largamente utilizado na década de 1950 como apoio e refinamento dos resultados obtidos pelos métodos potenciais.

O método sísmico de reflexão é o método de prospecção mais utilizado atualmente na indústria do petróleo, pois fornece alta definição das feições geológicas em subsuperfície propícias à acumulação de hidrocarbonetos, a um custo relativamente baixo. Mais de 90% dos investimentos em prospecção são aplicados em sísmica de reflexão. Os produtos finais são, entre outros, imagens das estruturas e camadas geológicas em subsuperfície, apresentadas sob as mais diversas formas, que são disponibilizadas para o trabalho dos intérpretes.

O levantamento sísmico inicia-se com a geração de ondas elásticas, através de fontes artificiais, que se propagam pelo interior da Terra, onde são refletidas e refratadas nas interfaces que separam rochas de diferentes constituições petrofísicas, e retornam à superfície, onde são captadas por sofisticados equipamentos de registro.

3.3.1 Fontes e receptores sísmicos

As fontes de energia sísmica mais utilizadas são a dinamite e o vibrador em terra e canhões de ar comprimido em levantamentos marítimos. Cada uma destas fontes emite um pulso característico conhecido como assinatura da fonte que se propaga em todas as direções. Estes pulsos elásticos ou detonações são de duração ou comprimento muito pequeno, da ordem de 200 milissegundos, e se refletem e refratam em cada uma das camadas geológicas em profundidade, retornando à superfície com informações valiosas para a pesquisa de petróleo.

Os receptores utilizados para registrar as reflexões destes pulsos são basicamente de dois tipos: eletromagnéticos (geofones) para registros em terra, e de pressão (hidrofones) para levantamentos na água. O primeiro é composto por uma bobina suspensa dentro de um campo magnético gerado por um potente ímã acondicionado em invólucro impermeável, que é firmemente cravado à superfície da Terra (figura 3.6). Quando uma onda sísmica atinge o geofone, o movimento relativo entre a bobina e o ímã gera uma corrente elétrica induzida que é proporcional a vários fatores, inclusive à amplitude da onda incidente.

Os hidrofones utilizam cristais piezoelétricos, que geram uma corrente elétrica proporcional à variação de pressão produzida pelas ondas acústicas na água. Estes receptores, a exemplo dos geofones, devem reproduzir o mais fielmente possível as vibrações mecânicas na forma de oscilações elétricas.

Estas oscilações elétricas são transmitidas até o sismógrafo, onde são digitalizadas, multiplexadas e registradas (ou retransmitidas via satélite para uma central de computadores) após severo depuramento e amplificação eletrônicos.



Figura 3.6 – Um dos vários modelos de geofones utilizados em levantamentos terrestres.

3.3.2 Aquisição de dados sísmicos

Tanto em terra quanto no mar, a aquisição de dados sísmicos consiste na geração de uma perturbação mecânica em um ponto da superfície e o registro das reflexões em centenas (128 a 1.024) de canais de recepção ao longo de uma linha reta.

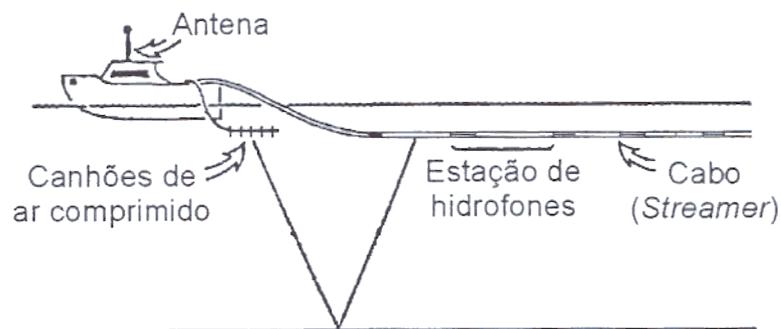


Figura 3.7 – Esquema ilustrativo de levantamento sísmico marítimo. Os canhões e o cabo contendo os hidrofones são estabilizados a 10-15 metros de profundidade.

Estes canais encontram-se equidistantes (20 a 50 metros), de modo que o canal mais afastado muitas vezes encontra-se a vários quilômetros de distância da fonte de perturbação, ou ponto de tiro. Todo o conjunto fonte/receptores tem seu posicionamento dinâmico definido por levantamentos topográficos em terra e por radioposicionamento e satélites no mar.

Assim como na fotografia convencional ou na transmissão de imagens de televisão, a aquisição de dados sísmicos de reflexão leva em consideração uma série de parâmetros que visam à obtenção de imagens de boa qualidade da subsuperfície,

dentro dos limites de economicidade. Em função do detalhe necessário aos objetivos do levantamento sísmico, critérios como resolução vertical e horizontal, distorções, atenuação de ruídos, profundidade de interesse, entre outros, são devidamente equacionados no projeto.

Como exemplo, o tempo de registro determina a profundidade máxima de pesquisas. No momento da detonação, $t = 0$, o sismógrafo inicia a gravação até o tempo de registro estabelecido pelo geofísico. Em levantamentos terrestres normalmente o tempo de registro é de 4,0 segundos. Considerando que a velocidade média de propagação das ondas sísmicas nas rochas é de 3.000 m/s, para $t = 4,0$ segundos a profundidade máxima de pesquisa será de 6.000 metros (dois segundos para o percurso de ida e dois segundos para o percurso de volta). No mar, devido à presença da lâmina de água, onde as ondas sísmicas se propagam com velocidade baixa (1.500 m/s), o tempo de registro varia de 6 a 12 segundos.

A amostragem horizontal é definida em função do detalhe necessário aos objetivos do levantamento. Nos levantamentos de reconhecimento regional, a distância horizontal entre os pontos amostrados em subsuperfície era da ordem de 100 metros. Atualmente são comuns levantamentos de detalhe com amostragem horizontal menores que 10 metros. Conseqüentemente, a distância entre canais receptores é de 20 metros, conforme esquematizado na figura 3.8.

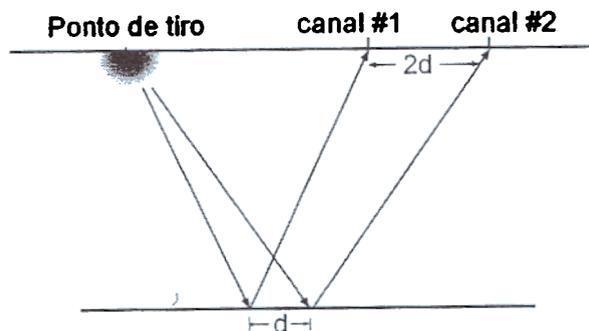


Figura 3.8 – Esquema exemplificando a amostragem horizontal

Em levantamentos tridimensionais a amostragem lateral é definida em função da distância entre cabos, figura 3.9.

Além do detalhe do levantamento, a amostragem horizontal e lateral são importantes no processamento das imagens obtidas, onde algoritmos sofisticados exigem amostragem espacial e temporal adequadas. A amostragem temporal é definida pelo geofísico em função do conteúdo de frequências dos sinais.

Os sismógrafos modernos oferecem várias opções de amostragem temporal, sendo que as mais utilizadas são 4 e 2 milissegundos. Desta maneira, a imagem sísmica

final, ou seção sísmica, será composta por amostras contendo os valores das amplitudes, espaçadas lateralmente ou em função da distância entre estações receptoras ou em função da distância entre cabos, e verticalmente pela razão de amostragem temporal.

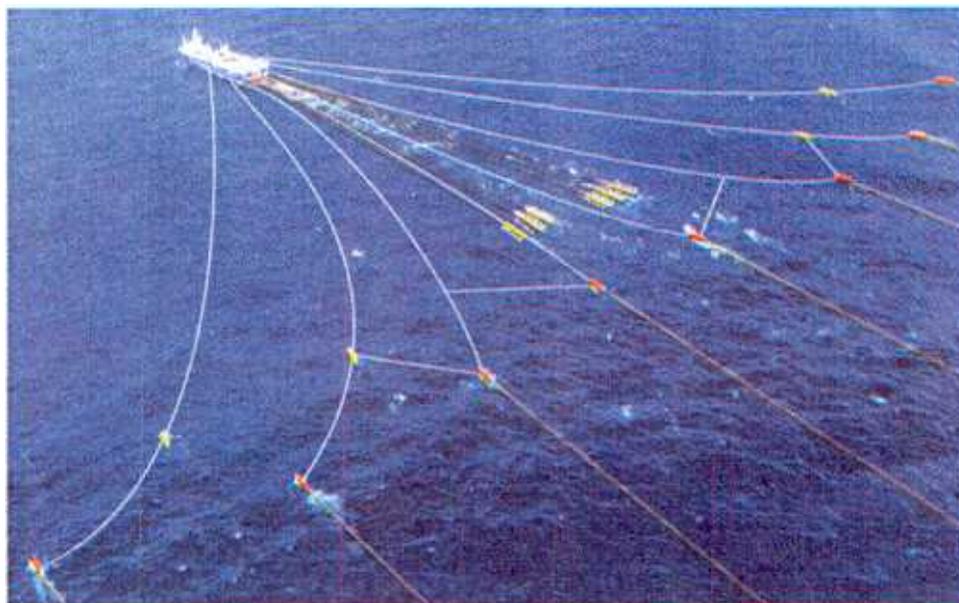


Figura 3.9 – Levantamento marítimo 3-D. O navio reboca duas baterias de canhões, que são disparados alternadamente, e vários cabos, cujo afastamento lateral pode chegar a centenas de metros.

3.3.3 Tipos de ondas sísmicas e velocidades de propagação

Existem basicamente dois tipos de ondas elásticas. As ondas P, ou compressionais, nas quais o deslocamento do meio se dá na mesma direção de propagação da energia, e as ondas S, ou de cisalhamento, onde o deslocamento do meio é perpendicular à direção de propagação da energia. Até o momento, somente as ondas P vêm sendo utilizadas comercialmente nos levantamentos sísmicos, enquanto que os levantamentos com as ondas S ainda encontram-se em fase experimental, ou com aplicações específicas.

A velocidade de propagação das ondas sísmicas é função da densidade e das constantes elásticas do meio. Conseqüentemente, depende da constituição mineralógica da rocha, grau de cimentação, estágios de compactação (pressão, profundidade), porosidade, conteúdo e saturação de fluidos, além de outros fatores como temperatura e presença de microfraturas.

É muito comum, na prospecção sísmica, caracterizar uma determinada rocha através da razão entre as velocidades das ondas P e das ondas S. Esta razão pode também ser utilizada no cálculo da razão do Poisson, que possui papel importante em muitas áreas da engenharia e da geofísica.

A figura 3.10 ilustra a distribuição de velocidades comumente encontradas na prospecção de petróleo. Como o método sísmico de reflexão permite o cálculo

destas velocidades, é possível fazer estimativas dos parâmetros das rochas a partir do conhecimento das velocidades.

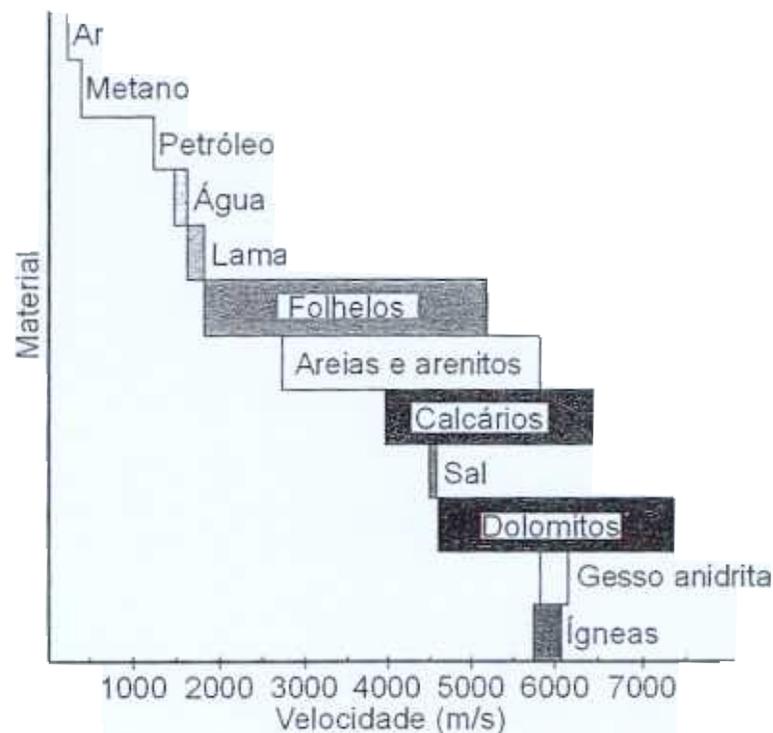


Figura 3.10 – Distribuição de velocidades comumente encontradas na prospecção de petróleo pelo método sísmico de reflexão.

Para todos os fins práticos, a propagação das ondas elásticas é regida pelas mesmas leis da ótica geométrica. Quando uma frente de onda incide sobre uma interface separando duas rochas com velocidades e densidades diferentes, parte da energia incidente é refratada para o meio inferior e parte da energia se reflete e retorna à superfície. A quantidade de energia que retorna para a superfície depende do contraste de impedâncias acústicas (produto da densidade pela velocidade) dos dois meios e do ângulo de incidência. Conseqüentemente, através de processamento criterioso do registro da energia das reflexões captadas na superfície é possível fazer estimativas de impedâncias acústicas das rochas em subsuperfície, como ilustra a figura 3.11A. Com o conhecimento da distribuição de velocidades, das impedâncias acústicas e parâmetros de calibração é possível, também, fazer estimativas da distribuição de porosidade ao longo dos reservatórios, conforme ilustra a figura 3.11B.

A figura 3.11A é uma imagem cuja escala vertical é o tempo duplo (de ida e volta) de reflexão e a escala horizontal é distância em metros ou quilômetros. Para a conversão da escala vertical de tempo para metros, é fundamental o conhecimento da distribuição de velocidades de propagação nas rochas. Supondo que a velocidade média no tempo duplo de 1,2 s na figura 3.11A seja de 3.000 m/s, a profundidade dos eventos registrados naquele tempo é de 1.800 metros.

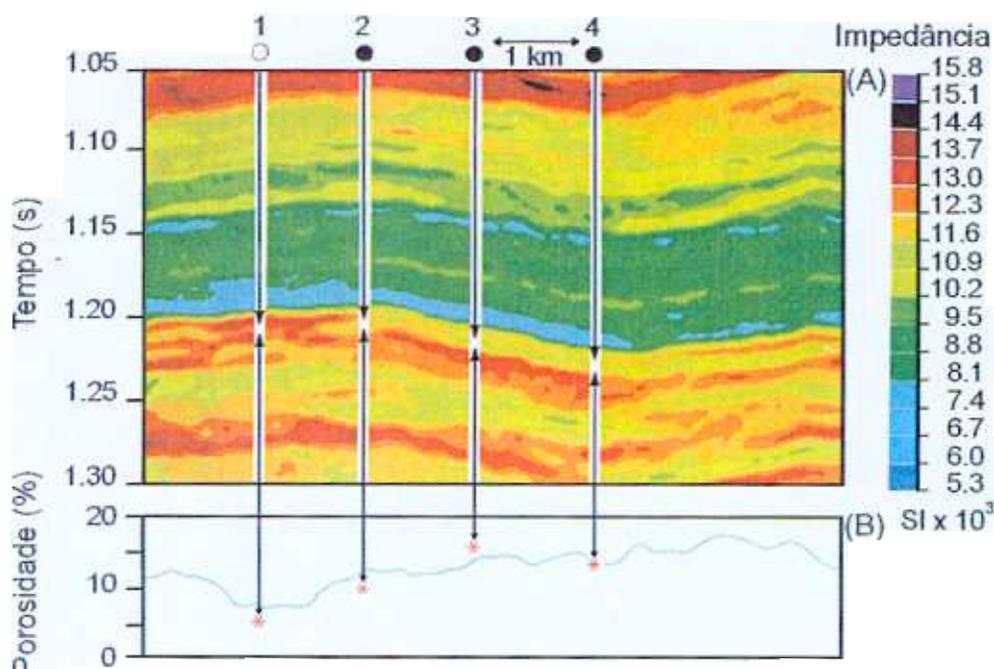


Figura 3.11 – (A) Exemplo de seção de impedância acústica obtida pelo processamento de dados sísmicos de reflexão. (B) Estimativas de porosidade ao longo da seção e comparação com as porosidades medidas nos poços, marcado pelo símbolo *. (Extraído de Sheriff, 1992).

3.3.4 Sismograma sintético

Como a sísmica de reflexão responde somente ao contraste de impedância das rochas, é possível simular a resposta sísmica de um pacote sedimentar, ou traço sísmico (sismograma sintético) a partir do conhecimento de velocidades e densidades das rochas que o compõe e da assinatura da fonte. Multiplicando-se as velocidades pelas densidades, obtém-se um perfil em profundidade das impedâncias acústicas. A quantidade de energia que é refletida em cada interface é dada pelo coeficiente de reflexão que, para incidência normal, é calculado pela seguinte relação:

$$R = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} \quad \text{e} \quad T = 1 - R \quad (3.1)$$

onde:

- R = coeficiente de reflexão;
- T = coeficiente de transmissão;
- I₂ = impedância da camada inferior; e
- I₁ = impedância da camada superior.

A partir do conhecimento da coluna sedimentar (figura 3.12A) obtida na perfuração de um poço, obtém-se as impedâncias acústicas (figura 3.12B), das quais calcula-se a função refletividade (figura 3.12C), utilizando a equação 3.1 em cada uma das interfaces. Nesta função, cada coeficiente vai refletir para a superfície a mesma assinatura da fonte gerada no ponto de tiro, mantendo as mesmas relações de amplitude e polaridade. A figura 3.12D ilustra o mecanismo de formação do traço sísmico. Observe que a resposta sísmica final para uma seqüência sedimentar consiste no somatório das reflexões individuais de cada interface (figura 3.12E). Neste processo perde-se a resolução vertical, pois as reflexões de topo e base das camadas tendem a interferir-se mutuamente. Esta perda de resolução depende basicamente do conteúdo de frequências da assinatura da fonte, e para levantamentos convencionais a resolução sísmica vertical é da ordem de 10-15 metros.

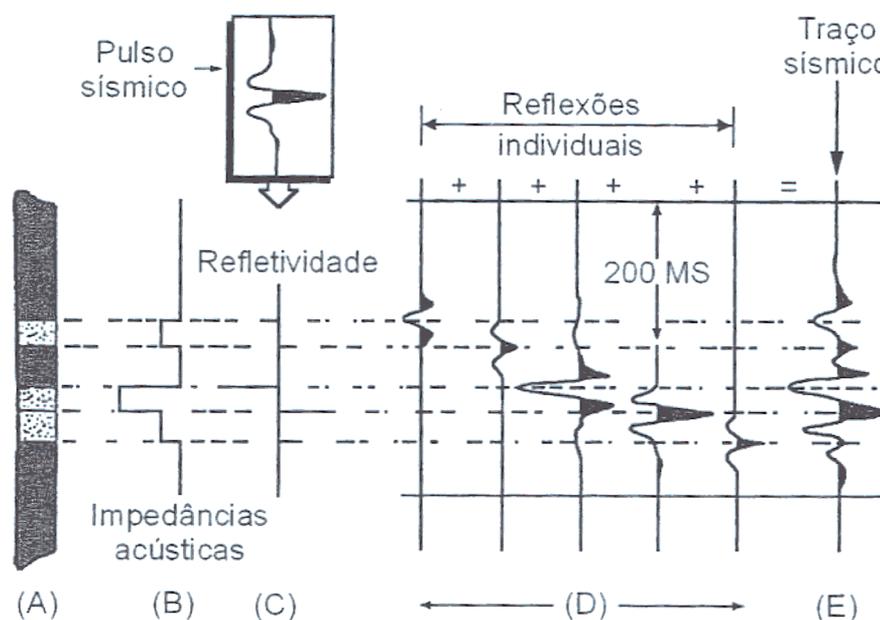


Figura 3.12 – Exemplo ilustrativo de um sismograma sintético. (A) Coluna sedimentar. (B) Impedâncias acústicas. (C) Função refletividade. (D) Reflexões individuais de cada interface. (E) Traço sísmico sintético final.

A principal importância do sismograma sintético é correlacionar os dados de poços com os eventos que aparecem nas seções sísmicas.

3.3.5 Técnica CDP e obtenção de velocidades

Nos levantamentos sísmicos executados tanto no mar quanto em terra, as reflexões são registradas obedecendo a uma geometria de aquisição que propicia amostragem múltipla em subsuperfície, como ilustra na figura 3.13. Observe que o mesmo ponto em subsuperfície é registrado várias vezes com diferentes posições de tiros e receptores. É a chamada técnica CDP (*Common Depth Point*), que, em aplicações rotineiras, registra 48 a 240 vezes os mesmos pontos.

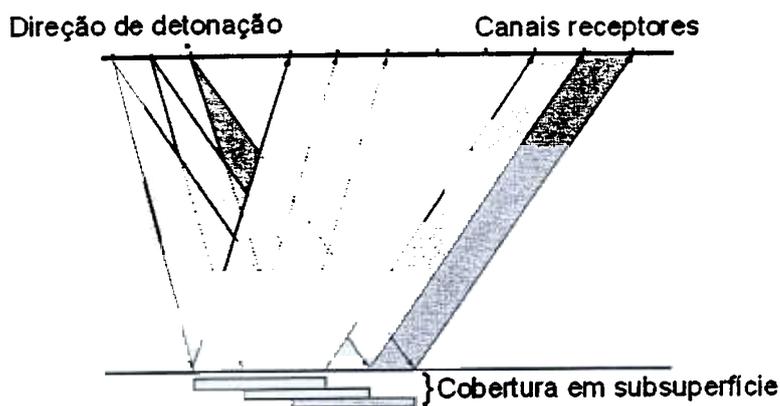


Figura 3.13 – Exemplo ilustrativo da técnica CDP.

Além de permitir a obtenção de velocidades de propagação em subsuperfície, a técnica CDP apresenta outras vantagens importantes: acelera a aquisição com conseqüente redução do custo por quilômetro; promove cobertura contínua em subsuperfície mesmo quando existem obstáculos ou impossibilidade de acesso na superfície, como plataformas de petróleo no mar ou redes de transmissão de energia em terra; auxilia a atenuação de reverberações múltiplas que ocorrem entre a superfície e o fundo do mar nos levantamentos marítimos; e promove multiplicidade de registros de reflexões de um mesmo ponto em subsuperfície, auxiliando a atenuação de ruídos incoerentes como agitação das ondas, vento e tráfego, entre outros.

Os registros assim obtidos são posteriormente reagrupados nos centros de processamento, de modo que todos aqueles que amostraram os mesmos pontos em subsuperfície passam a fazer parte de uma família de registros contendo a mesma informação geológica. A diferença principal entre eles reside no fato de que a mesma informação foi obtida através de diferentes percursos, conforme ilustrado na figura 3.14. Conseqüentemente, a reflexão de um mesmo ponto em subsuperfície aparecerá em tempos progressivamente maiores nos traços de uma mesma família, em função da distância entre tiros e receptores. Pela geometria de aquisição ilustrada nas figuras 3.13 e 3.14, pode-se provar que, quando a velocidade do meio for constante, a reflexão de uma interface plana aparecerá no registro como uma hipérbole. Na prática, a velocidade não é constante e a reflexão será uma aproximação da hipérbole, em cuja equação, conforme ilustrado na figura 3.14, os valores de tempo T e T_0 são conhecidos, pois estão no próprio registro, as distâncias X são também conhecidas, restando somente a incógnita velocidade média de propagação (V), que é calculada através de análises de velocidade executadas no centro de processamento de dados.

A figura 3.15 apresenta uma análise de velocidade convencional. Análises de velocidade são executadas e interpretadas ao longo das linhas sísmicas e posteriormente interpoladas, gerando um campo de velocidades em toda a extensão do levantamento, tanto em 2-D quanto em 3-D. A partir deste campo de velocidades médias de propagação é possível computar velocidades em pequenos intervalos verticais (velocidades intervalares), ou velocidades instantâneas que posteriormente são relacionadas com as características petrofísicas das rochas.

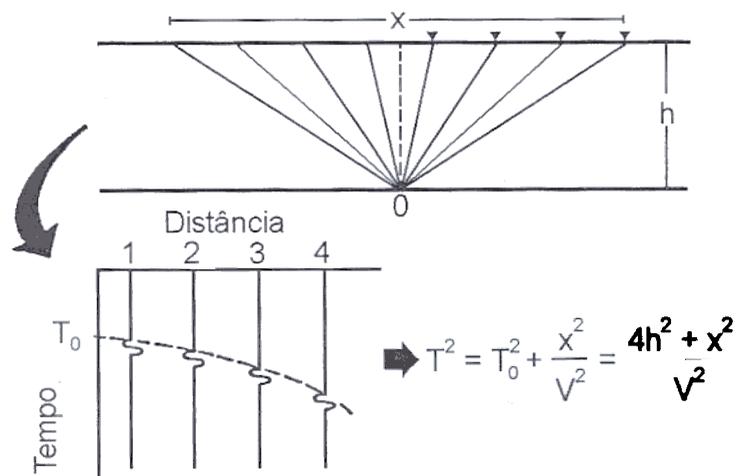


Figura 3.14 – Obtenção de velocidades através da técnica CDP.

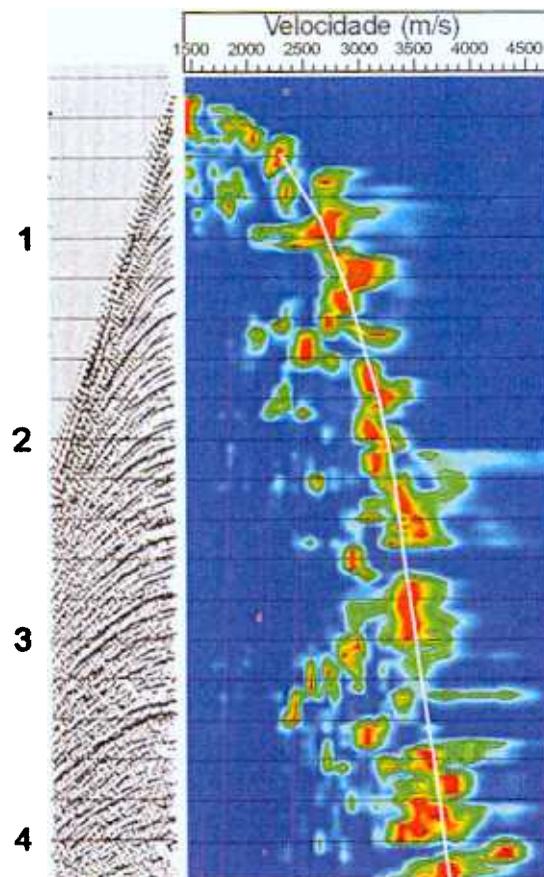


Figura 3.15 – Registro de campo e análise de velocidades com a interpretação da função velocidade.

Além disso, o campo de velocidades permite converter a escala vertical das seções sísmicas para metros, minimizando as distorções de imagem presentes nas seções (as imagens em tempo estariam nas posições corretas somente se a velocidade

fosse constante). Como a velocidade normalmente aumenta com a profundidade, as imagens nas seções em tempo estão progressivamente comprimidas de baixo para cima.

3.3.6 Processamento de dados sísmicos

Juntamente com as ciências de simulação meteorológica e com as aplicações militares, o processamento de dados sísmicos para a indústria do petróleo tem exigido o desenvolvimento de computadores de grande porte cada vez mais potentes e velozes.

Alguns aplicativos já maduros e testados academicamente ainda não entraram em uso comercial devido ao elevado custo provocado pelo tempo de processamento. Mas os avanços têm sido significativos, apontando para um desenvolvimento acelerado de novas tecnologias e equipamentos.

No caso da sísmica para petróleo, o processamento de dados tem como objetivo produzir imagens da subsuperfície com a máxima fidelidade possível, atenuando as várias distorções “ópticas” presentes no método. Geólogos e geofísicos interpretam estas imagens na busca de situações mais favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos, ou para caracterizar reservatórios produtores, melhorando o gerenciamento da produção.

A figura 3.16 ilustra uma seqüência convencional de processamento representando somente as etapas mais importantes. Os registros de campo, com os relatórios da fase de aquisição e os dados de topografia ou navegação, são submetidos a um pré-processamento inicial. As correções primárias atenuam as distorções determinísticas causadas pelos receptores e pelo equipamento de gravação e as correções estáticas corrigem as variações topográficas e anomalias superficiais em relação a uma superfície de referência (normalmente o nível do mar) nos levantamentos terrestres. Nos levantamentos marítimos as correções estáticas adicionam frações de tempo nos registros sísmicos simulando o posicionamento dos canhões e dos receptores na superfície do mar (como foi dito anteriormente, canhões e receptores operam a profundidades que variam de 7 a 15 metros). Após as correções estáticas, tudo se passa como se tiros e receptores estivessem em uma mesma superfície plana horizontal, ou “Datum”, e que vai corresponder ao $t = 0$ nas imagens sísmicas.

A deconvolução é uma operação de filtragem matemática que tem como objetivo atenuar as reverberações presentes no método sísmico. Estas reverberações são causadas, principalmente, pela própria assinatura da fonte – que ao invés de ser um impulso unitário é uma reverberação de pequena duração – reflexões internas nas camadas geológicas, reflexões múltiplas no fundo do mar, entre outras. Algoritmos especialmente construídos para este fim analisam as propriedades estatísticas dos traços sísmicos e constroem operadores matemáticos de filtragem que realizam esta função, obedecendo a determinados parâmetros definidos pelos geofísicos. O resultado consiste em traços sísmicos com melhor definição dos refletores e com maior resolução.

O balanceamento consiste na recuperação da energia perdida pela assinatura da fonte durante a propagação. Esta perda se dá em função do espalhamento esférico

progressivo da energia e da absorção. As reflexões, por sua vez, devolvem parte da energia para a superfície, impedindo que energias maiores incidam nos refletores mais profundos. Estes fatores, intrínsecos ao método, provocam um decréscimo exponencial na amplitude do registro sísmico em função da profundidade ou tempo de propagação.

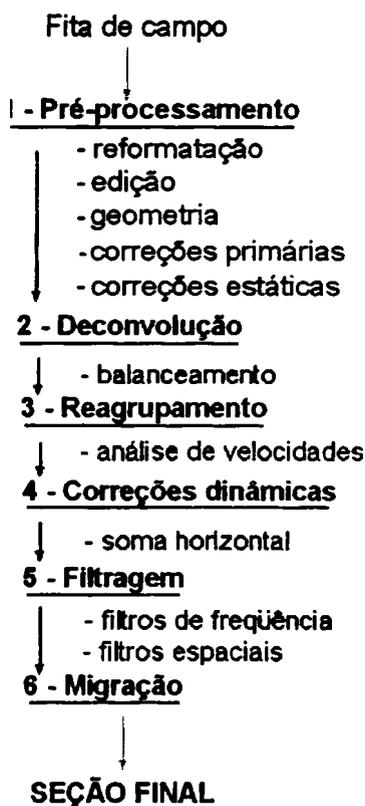


Figura 3.16 – Seqüência convencional de processamento de dados sísmicos.

Após o reagrupamento das famílias com pontos comuns em subsuperfície, executam-se as análises de velocidade, as quais são criteriosamente interpretadas para a aplicação das correções dinâmicas. Estas correções subtraem os excessos de tempo no registro de uma reflexão em função das disposição geométrica de tiros e receptores, conforme ilustrado na figura 3.14. Após a correção, os traços de uma mesma família são somados, resultando em um único traço representando a geologia daquela posição.

O resultado final corresponde a uma seção composta por traços sísmicos colocados lado a lado. Esta seção representa a imagem sísmica correspondente ao plano geológico vertical ao longo do qual foi executado o levantamento. A figura 3.17a apresenta em exemplo de seção sísmica convencional mostrando uma geologia relativamente complexa, fazendo com que a imagem apareça severamente contaminada por difrações. A qualidade da imagem pode ser melhorada através de vários processos de filtragem disponíveis nos centros de processamento.

Além disso, quando a geologia apresenta-se complexa como no exemplo da figura 3.17, aplica-se um processamento especial denominado migração dos dados

em tempo, cuja finalidade é focalizar os eventos em suas posições verdadeiras na escala vertical de tempo, com conseqüente atenuação das difrações, conforme mostra a figura 3.17b.

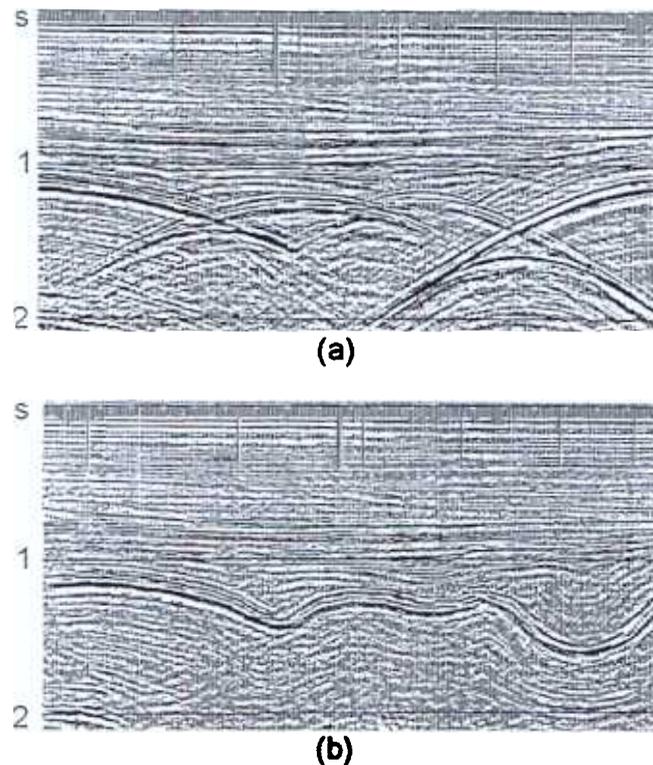


Figura 3.17 – Exemplo de migração sísmica 2-D: (a) seção sísmica convencional completamente mascarada por difrações, e (b) após a migração. (Cortesia da Western Geophysical Co.)

Quando necessário, é possível converter a escala vertical para metros, pois o campo de velocidades já é conhecido. Procedimento mais correto, contudo, é migrar os dados para a escala em metros através de algoritmos específicos, chamados migração em profundidade.

Na presença de fortes mergulhos geológicos os resultados são expressivos, conforme exemplificado na figura 3.18. Esta figura ilustra, também, o erro que se cometeria ao se realizar somente a conversão de escalas.

3.3.7 Interpretação de dados sísmicos

As seções sísmicas finais, geralmente migradas na escala de tempo, são interpretadas para gerar os mapas estruturais, onde as curvas de contorno representam isócronas de um determinado refletor, conforme ilustrado nas figuras 3.19 e 3.20. O refletor mapeado vai corresponder a um determinado evento geológico reconhecido através de amarração com poços, utilizando-se o sismograma sintético.

Além da interpretação estrutural, uma série de outras feições geológicas são reconhecidas através de padrões típicos relacionados com o histórico de deposição sedimentar, variação lateral de fácies, presença de camadas e domos de sal, intrusivas,

evolução estratigráfica, até a detecção direta de hidrocarbonetos através da análise de anomalias de amplitude.

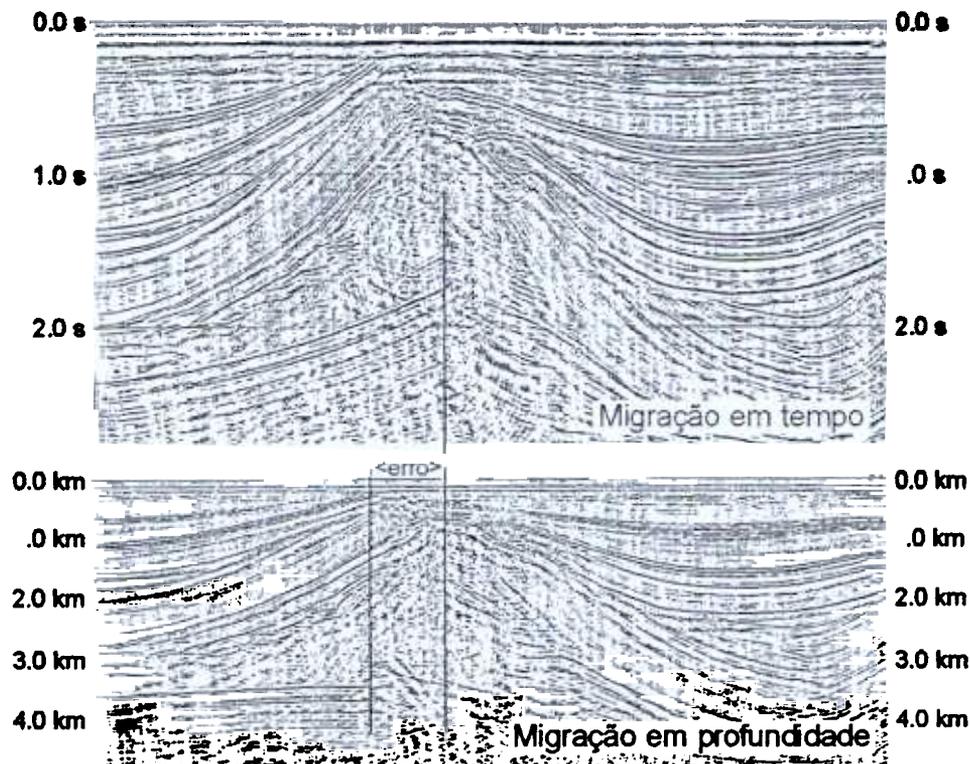


Figura 3.18 – Exemplo de migração em profundidade. Observe as escalas verticais e as distorções presentes na seção sísmica migrada em tempo. A seção final migrada em profundidade representa a imagem real da subsuperfície verticalmente abaixo do local onde foi executado o levantamento sísmico. (Cortesia da Praka-Seismos Co.)

A interpretação das feições geológicas presentes nas seções sísmicas pode indicar situações favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos. Estas situações são analisadas em detalhe para a eventual perfuração de um poço pioneiro.

3.3.8 Sísmica tridimensional (3-D)

A sísmica 3-D consiste em executar o levantamento dos dados sísmicos em linhas paralelas afastadas entre si de distância igual à distancia entre os canais receptores. Desta maneira, todos os pontos em subsuperfície serão amostrados conforme ilustrado esquematicamente na figura 3.21, que consiste em um modelo contendo dois domos e um plano de falha sobre uma superfície horizontal.

Os dados assim obtidos são processados, seguindo basicamente o roteiro utilizado nos dados convencionais 2-D. Entretanto, o algoritmo de migração possui agora a flexibilidade de migrar eventos para a terceira dimensão, permitindo que eventos laterais presentes nas seções 2-D sejam migrados para suas respectivas posições verdadeiras em 3-D.

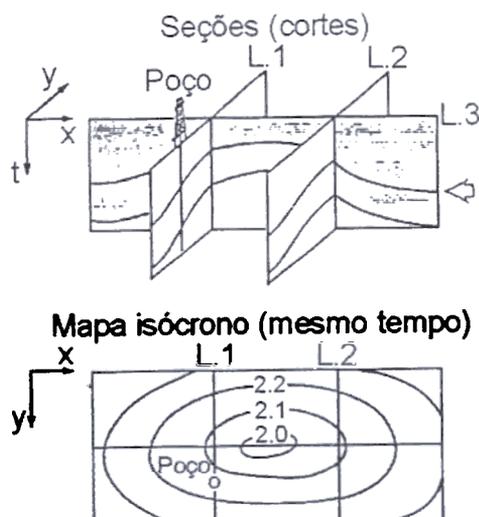


Figura 3.19 – Exemplo esquemático de interpretação estrutural de seções sísmicas.

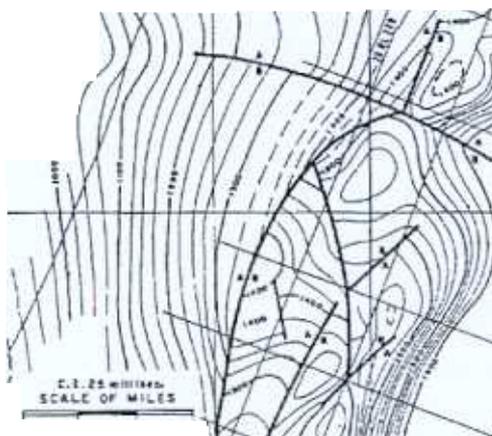


Figura 3.20 – Exemplo de mapa estrutural sísmico. As curvas de contorno representam a profundidade em tempo duplo de reflexão. As linhas em negrito representam falhas geológicas com os blocos alto e baixo assinalados.

A figura 3.21 ilustra o resultado da migração 3-D. Especificamente, observe a reflexão do domo amarelo, que se encontra fora do plano vertical da linha 6. O evento permanece na migração 2-D, mas é atenuado na migração 3-D.

Após o processamento, cada ponto da superfície vai conter um traço sísmico com a resposta sísmica vertical naquele ponto. O conjunto dos traços sísmicos assim obtidos constituem o cubo de dados 3-D no qual se utilizam códigos de cores para melhor visualização. Além da maior definição, a interpretação de dados 3-D é muito mais precisa e facilitada pelo detalhe das informações. A partir do cubo de dados 3-D (figura 3.22) é possível gerar seções sísmicas verticais em qualquer direção, inclusive passando por poços existentes na área, o que simplifica a correlação destes. Ou então, gerar várias seções paralelas e montá-las em uma seqüência dinâmica de imagens, permitindo ao intérprete navegar por dentro do cubo.

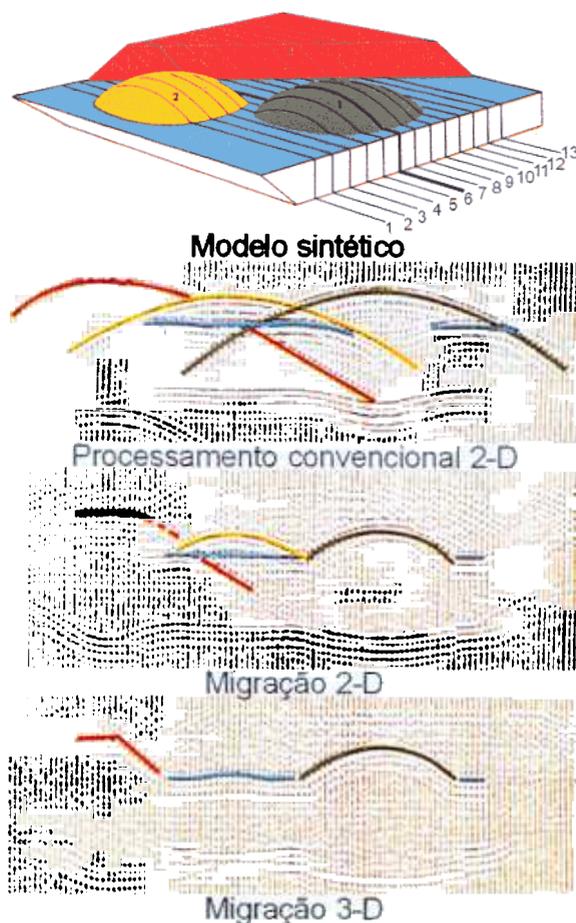


Figura 3.21 – Modelo sintético ilustrando a migração 3-D. A seção convencional ao longo da linha 6 apresenta-se contaminada de difrações que são atenuadas pela migração 2-D. Entretanto, a reflexão lateral do domo amarelo somente é atenuada com a migração 3-D.
(Extraído de Brown, 1999.)

Como os traços sísmicos foram digitalizados por ocasião do registro de campo, o cubo de dados pode ser entendido como sendo camadas horizontais superpostas, onde a distância entre as camadas corresponde ao intervalo de amostragem temporal da digitalização. Conseqüentemente, é possível gerar imagens horizontais em qualquer profundidade, que são chamadas de subafloramentos horizontais, ou *time-slices*.

Na figura 3.22, a parte superior do cubo é um exemplo de um subafloramento horizontal, assim como qualquer outra imagem horizontal extraída do cubo de dados a diferentes profundidades.

Da mesma maneira, agrupando imagens consecutivas de subafloramentos horizontais, o intérprete tem a sensação de estar navegando na vertical dentro do cubo de dados 3-D.

O mapeamento estrutural com estas imagens revolucionou as técnicas de interpretação no final dos anos 70.

Os refletores interpretados e devidamente caracterizados através de correlações com poços vão constituir superfícies irregulares dentro do cubo de dados. Estas

superfícies podem ser visualizadas de diversas formas. Uma delas é através de perspectivas tridimensionais ou através do rebatimento da superfície interpretada para a horizontal, juntamente com as curvas de contorno estrutural, conforme ilustrado na figura 3.23. Geralmente esta superfície é visualizada pelo valor relativo de amplitude do refletor através de código de cores. São os mapas de amplitude que tanto sucesso têm alcançado na exploração da Plataforma Continental.

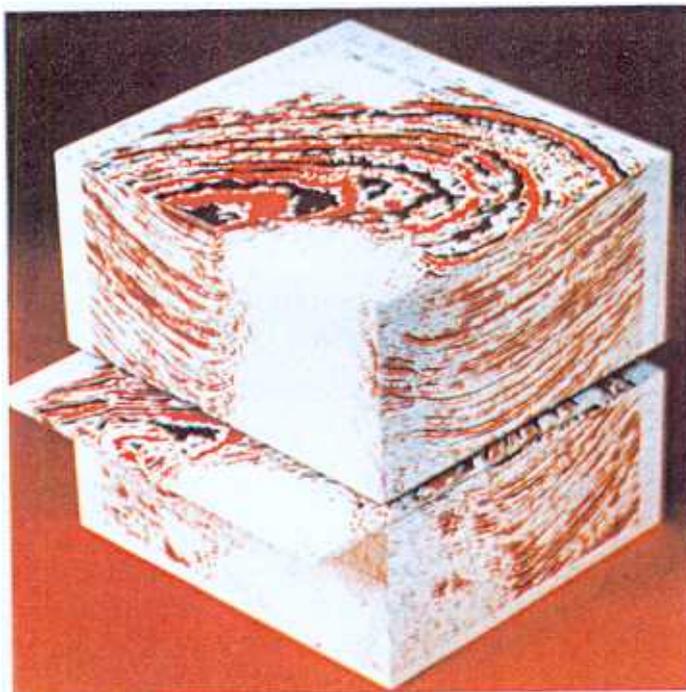
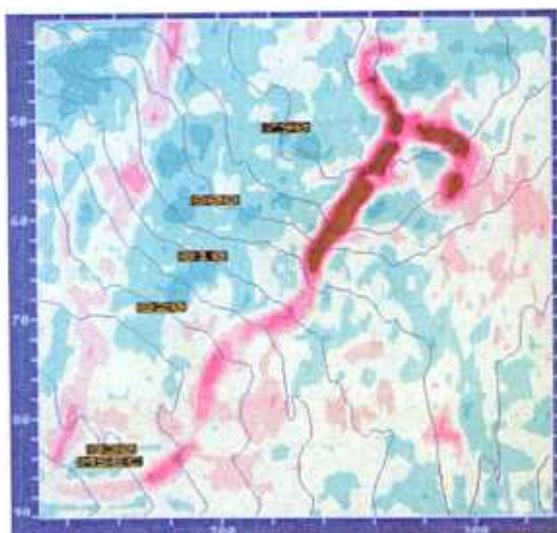
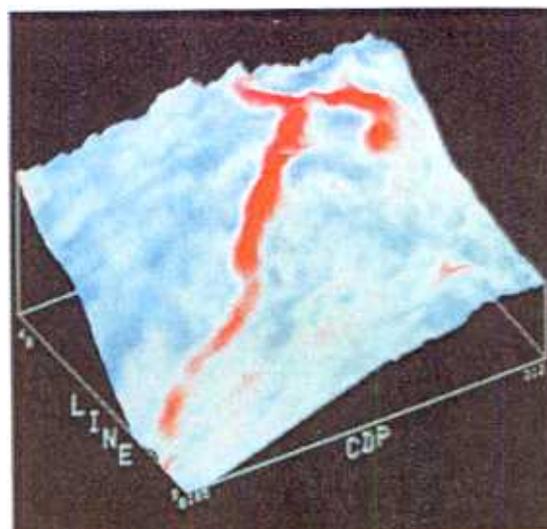


Figura 3.22 – Cubo de dados 3-D. (Extraído de Brown, 1999.)



(a)



(b)

Figura 3.23 – a) Mapa estrutural com curvas de contorno de um determinado horizonte geológico, representando os valores de amplitude relativa através de código de cores; e b) visualização da mesma superfície em bloco diagrama 3-D. (Extraído de Brown, 1999.)

A amplitude de um refletor depende do coeficiente de reflexão, que por sua vez depende dos contrastes de impedância dos meios envolvidos. Imagine uma rocha-reservatório constituída de arenito poroso contendo água, subjacente a uma rocha selante com características petrofísicas constantes. Caso esta situação se mantivesse, o mapa de amplitudes do topo do reservatório mostraria valores constantes também. Mas, se devido a circunstâncias geológicas quaisquer a água contida no reservatório for deslocada por hidrocarbonetos, o arenito com óleo e/ou gás assumirá valores menores de impedância, alterando o contraste com a rocha selante, modificando a amplitude do refletor. Estas alterações podem ser detectadas nos mapas de amplitude, o que os tornou ferramentas valiosas na prospecção do petróleo, especificamente na detecção direta da presença de hidrocarbonetos. A figura 3.24 é um bom exemplo doméstico da utilização de mapa de amplitude.

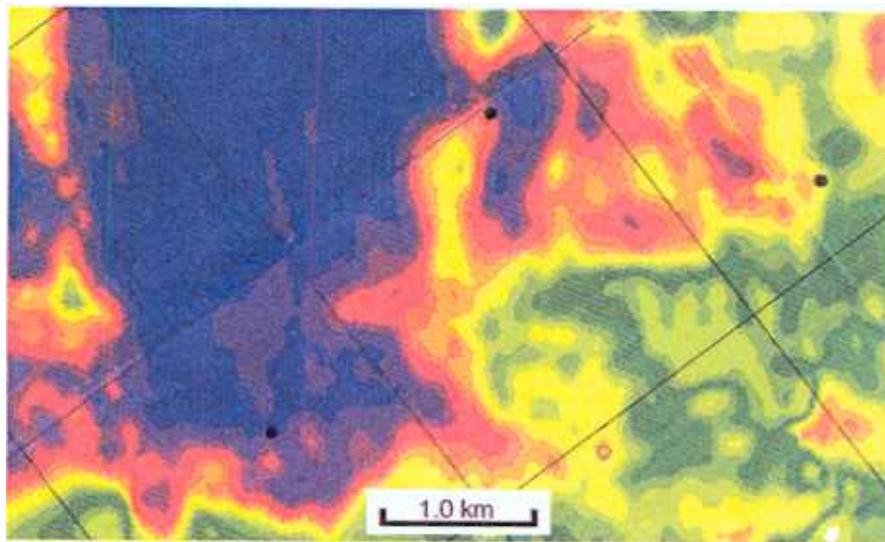
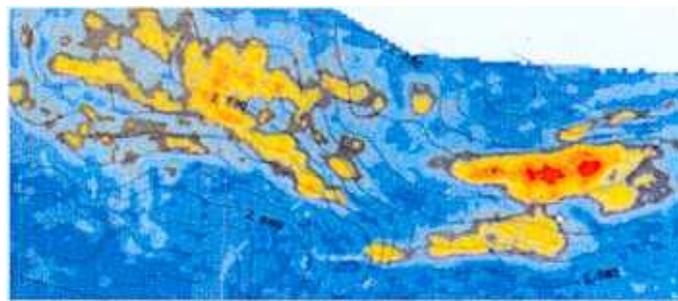


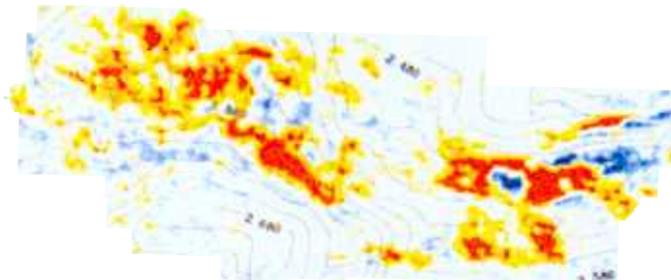
Figura 3.24 – Mapa de amplitudes de um refletor correspondente ao topo de um reservatório. As cores quentes (roxo, vermelho, amarelo) indicam a presença de hidrocarbonetos.

A equação 3.1 é válida somente para incidência normal. A análise da variação do coeficiente de reflexão de uma interface em função do ângulo de incidência (ou afastamento entre ponto de tiro e receptores) é outra ferramenta valiosa na detecção direta de hidrocarbonetos, pois a presença dos mesmos pode produzir anomalias características de amplitude. O estudo da variação da amplitude com o afastamento (AVO) tem obtido um sucesso significativo na descoberta de novas acumulações de óleo e gás no Golfo do México e tem apresentado relevante contribuição na caracterização de reservatórios já em produção.

A figura 3.25a mostra um mapa de amplitude extraído de um cubo 3-D, enquanto que a figura 3.25b é o mapa de anomalias de AVO correspondente. Na figura 3.25a as amplitudes mais fortes estão indicadas em vermelho, enquanto que na figura 3.25b o vermelho indica o aumento de amplitude com o afastamento. Esta é uma das características que denunciam a presença de hidrocarbonetos. Entretanto, vários fatores podem produzir efeitos semelhantes, razão pela qual a interpretação destas imagens deve ser acompanhada por um profundo conhecimento de aquisição e processamento de dados sísmicos, como também das particularidades geológicas da área.



(a)



(b)

Figura 3.25 – a) Mapa de amplitudes extraído de um cubo 3-D, com as curvas de contorno estrutural; e b) anomalias de AVO correspondentes.

3.3.9 Sísmica aplicada à perfuração e ao desenvolvimento da produção

O desenvolvimento moderno da tecnologia de poços horizontais para a produção de hidrocarbonetos, encontra na sísmica uma ferramenta poderosa para orientação espacial e direcionamento da perfuração, fatores vitais devido ao elevado investimento envolvido. A figura 3.26 é um exemplo de seção de velocidade intervalar (SEVEL) representada em código de cores com registros verticais de impedância acústica, ambas extraídas dos dados sísmicos.

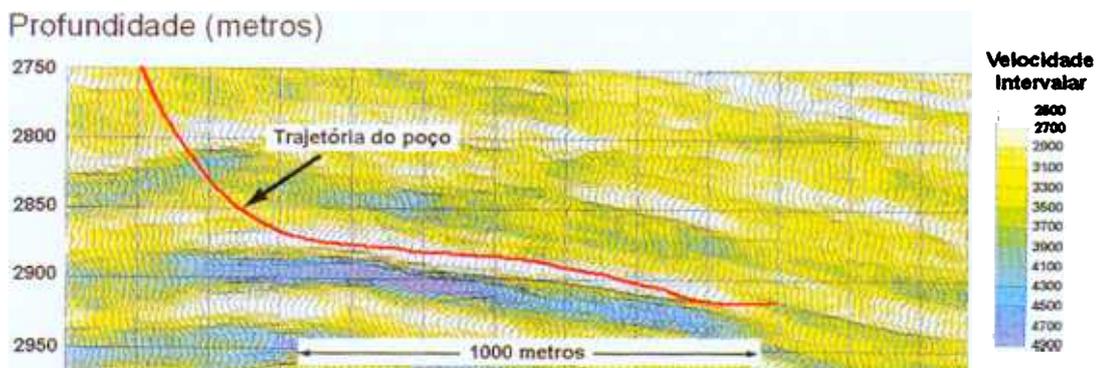


Figura 3.26 – Seção de impedância acústica com velocidades intervalares em código de cores.

Valores muito baixos de velocidade e de impedância são característicos de rochas com alta porosidade, podendo constituir-se em excelentes reservatórios de

petróleo. Com estas informações, é possível mapear os intervalos porosos e direcionar o poço horizontal para que este permaneça dentro do reservatório, aumentando significativamente a área de drenagem.

As impedâncias acústicas são obtidas a partir dos traços sísmicos por inversão matemática durante a fase de processamento dos dados, e reforçam as informações de velocidade para otimizar a interpretação. A figura 3.11A, comentada anteriormente, mostra uma seção de impedâncias acústicas em código de cores. Com as estimativas de velocidades e de densidade, é possível obter-se estimativas da distribuição de porosidade ao longo dos intervalos porosos de interesse, conforme exemplificado na figura 3.11B, cujos resultados podem ser apresentados, também, em mapas de porosidade, como exemplificado na figura 3.27. Estas informações trouxeram um impacto econômico muito expressivo no cálculo de reservas e nos procedimentos operacionais da engenharia de reservatórios.

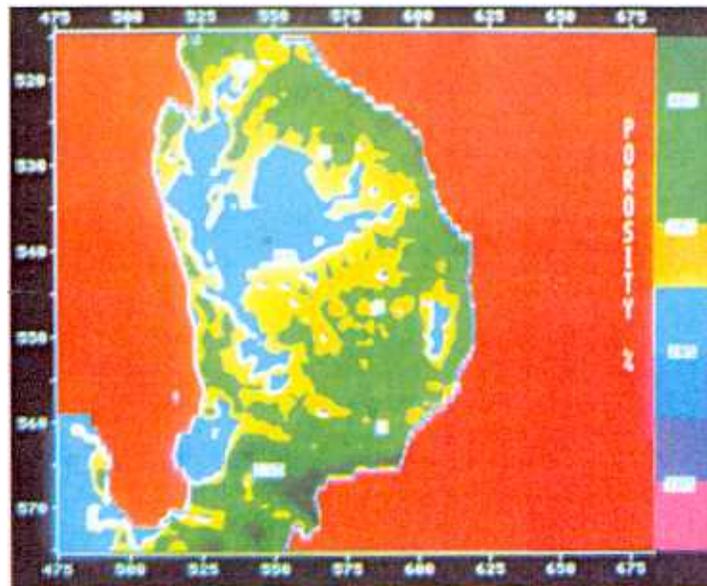


Figura 3.27 – Mapa de distribuição de porosidade em uma rocha-reservatório.

A figura 3.28a consiste em um outro exemplo de mapa de amplitudes de um reservatório de petróleo, onde os poços produtores aparecem como pontos vermelhos numerados. As curvas de contorno representam a espessura do reservatório estimada a partir dos dados de poços. Na figura 3.28b estas mesmas curvas foram reinterpretadas com apoio do mapa de amplitudes, respeitando os dados de poços. A melhor definição dos contornos do reservatório produtor fica evidente neste exemplo. Esta informação é muito valiosa para o desenvolvimento da produção.

3.3.10 Sísmica 4-D

Sísmica 4-D nada mais é do que a repetição de um levantamento 3-D, em intervalos grandes de tempo, mantendo-se as mesmas condições de aquisição e processamento. Nestas condições, os levantamentos repetidos apresentarão os mes-

mos resultados. Entretanto, se no intervalo entre um levantamento e outro houver alteração nas características petrofísicas dos reservatórios – devido à extração de fluidos, ou injeção de água ou de outra atividade qualquer – os resultados serão diferentes e a análise destas diferenças poderá fornecer informações importantes para o desenvolvimento da produção. O intervalo de tempo entre um levantamento e outro é, geralmente, de 6 a 12 meses.

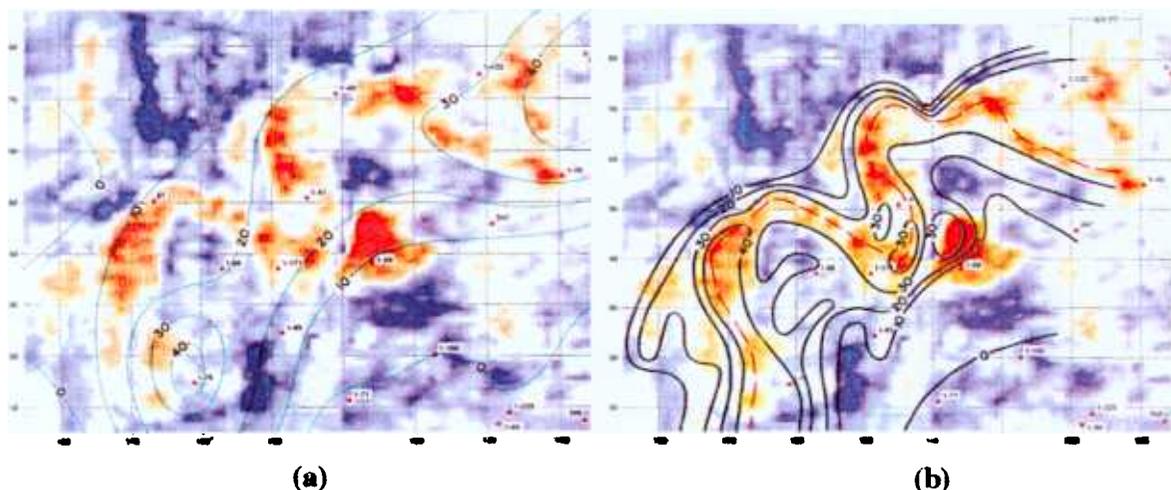


Figura 3.28 – a) Mapa de amplitudes com isópacas estimadas a partir dos poços; e b) isópacas reinterpretadas com apoio do mapa de amplitudes. (*Continuing Education Course – Reservoir Geophysics, 1994 SEG Annual Meeting.*)

A extração continuada de petróleo produz uma queda de pressão nos fluidos do reservatório que a engenharia de produção tenta compensar através da injeção de água/vapor ou de gás (gás natural, CO_2). O monitoramento da movimentação destes fluidos dentro do reservatório é de grande importância para a otimização da produção, e neste contexto situa-se a aplicação da sísmica 4-D.

Como as velocidades intervalares são sensíveis às variações de pressão, e como os contatos entre os fluidos modificam-se com o tempo, a sísmica 4-D pode revelar ao engenheiro de produção a dinâmica dos processos de injeção de água e gás. Da mesma maneira, a combustão *in situ* e a injeção de vapor produzem uma frente de avanço, onde ocorre um aumento na proporção de gases e acréscimo de temperatura que pode ser monitorada pelo método sísmico.

A figura 3.29 apresenta um exemplo de monitoramento de uma frente de combustão. As três seções sísmicas foram obtidas antes, durante e após o processo de combustão, e as setas brancas indicam o avanço do processo, identificado pelas alterações nos valores de amplitude do reservatório refletor. Além das seções verticais, o monitoramento é feito também em área e em volume.

3.3.11 Sísmica de poço

O poço de petróleo é uma amostra pontual das características da subsuperfície na área de pesquisas. Para se obter informações nas circunvizinhanças do poço, algumas técnicas sísmicas podem ser aplicadas.

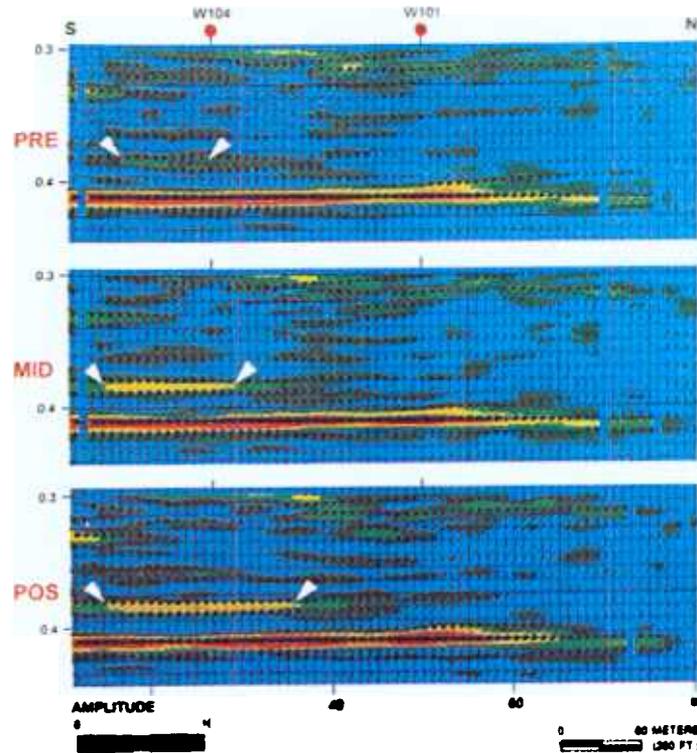


Figura 3.29 – Exemplo de sísmica 4-D. O intervalo entre os levantamentos foi de 1 ano. (Extraído de Sheriff, 1992.)

Uma delas consiste na detonação de cargas explosivas na superfície e com o registro do tempo de chegada das perturbações em receptores instalados em diferentes profundidades dentro de um poço. O estudo dos tempos de propagação entre os diferentes receptores permite o cálculo da velocidade de propagação das ondas P nas vizinhanças do poço. Além disso, todos os eventos subsequentes serão registrados, incluindo as reflexões, reverberações e demais fenômenos que ocorrem junto ao poço.

Estes registros, após processamento criterioso, fornecem o campo de ondas ascendente (ondas que se propagam de baixo para cima, como as reflexões por exemplo) e o campo de ondas descendente (onda direta, reverberações, etc.) os quais representam a resposta sísmica das rochas nas vizinhanças do poço, e podem ser comparados diretamente com a seção sísmica correspondente. A figura 3.30 mostra um exemplo de sísmica de poço com afastamento lateral. Quando o levantamento é feito na vertical, o resultado é a resposta sísmica das litologias atravessadas pelo poço. É uma aplicação idêntica ao sismograma sintético, só que agora muito mais precisa, completa e onerosa.

Uma outra técnica consiste em instalar fontes dentro de um poço e receptores dentro de outro poço adjacente. Este tipo de levantamento é denominado de Tomografia Sísmica, pela similaridade com aplicações na área médica.

Tomografia Sísmica ou sísmica poço-a-poço é uma maneira direta de obter-se o campo de velocidades das ondas compressoriais utilizando o tempo de propagação

entre fontes e receptores localizados em poços adjacentes ou na superfície. A área entre os poços é dividida em células regulares com velocidade constante e o caminho percorrido pela onda sísmica para cada par fonte/receptor é discretizado em função do número de células. O tempo de chegada da onda no receptor será a soma dos tempos fracionários em cada célula. Utilizando vários receptores em um poço e diferentes posições da fonte no outro poço (inclusive na superfície se for o caso), é possível recobrir cada célula com um número significativo de raios e, após sofisticado tratamento computacional, obter o campo de velocidades entre os poços. A exemplo da Sísmica 4-D, repetindo-se o processo ao longo do tempo é possível monitorar as interferências em subsuperfície promovidas pelos processos de produção.

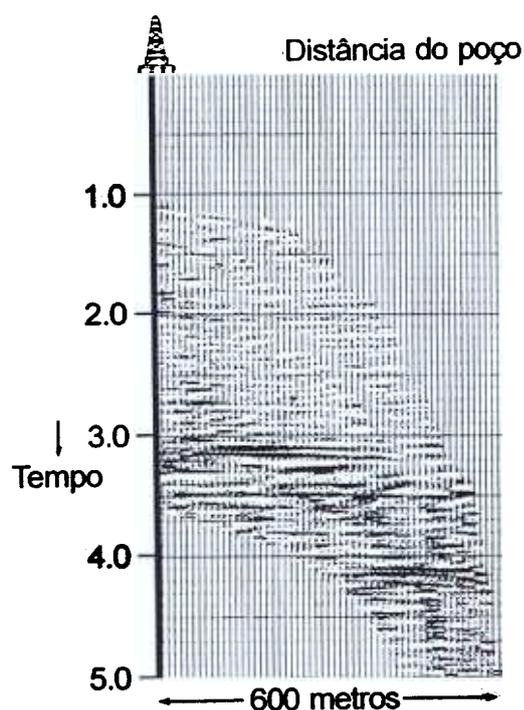


Figura 3.30 – Exemplo de levantamento sísmico com afastamento lateral.
(Modificado de Dillon e outros, 1984.)

A figura 3.31 apresenta o tomograma obtido antes do início da injeção térmica. O campo de velocidades é representado por código de cores, onde as cores azuis representam velocidades mais altas e as cores vermelhas representam velocidades mais baixas. O poço injetor está localizado perpendicularmente à seção tomográfica. No tomograma mostrado na figura 3.32, obtido seis meses após o início da injeção, é possível verificar uma diminuição relativa das velocidades intervalares provocada pela aproximação da frente térmica. O tomograma apresentado na figura 3.33, obtido um ano após o início do processo, mostra claramente que houve uma progressão diferencial da frente térmica em direção ao poço da direita.

A figura 3.34 mostra o tomograma obtido entre o poço injetor, à direita, e o poço produtor. A zona afetada, representada em cores vermelhas, mostra o mergulho

das camadas para a esquerda, confirmando o dado geológico já conhecido previamente.

A tomografia sísmica tem encontrado aplicação encorajadora no monitoramento dos processos de injeção térmica, onde a frente de calor e a presença de fluidos altera a velocidade de propagação das ondas. O contínuo desenvolvimento da ferramenta com conseqüente aumento da qualidade dos dados obtidos e com progressiva redução de custos, apontam para um crescente uso da tomografia sísmica.

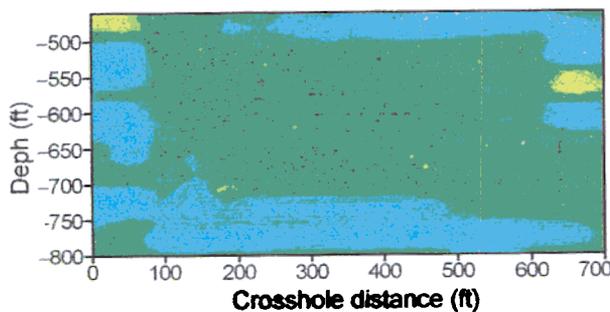


Figura 3.31 – Tomograma obtido no 1º levantamento (10/87).

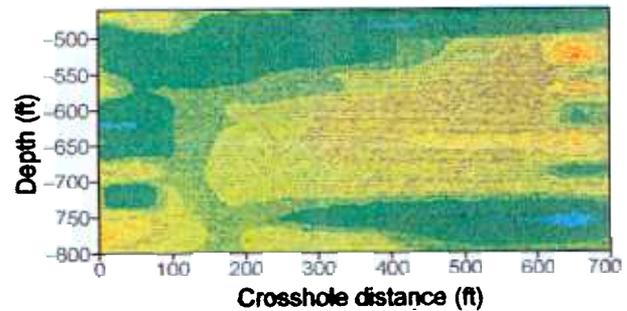


Figura 3.32 – Tomograma obtido no 2º levantamento (3/88).

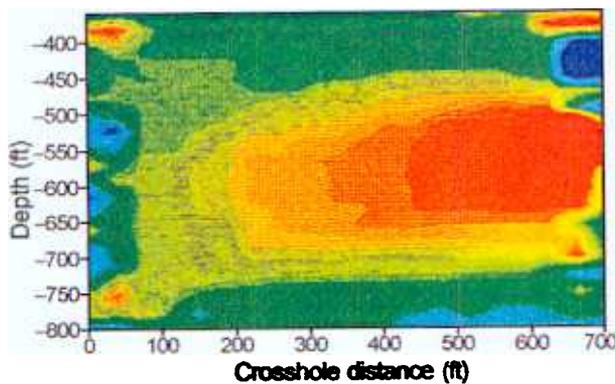


Figura 3.33 – Tomograma obtido no 3º levantamento (10/88).

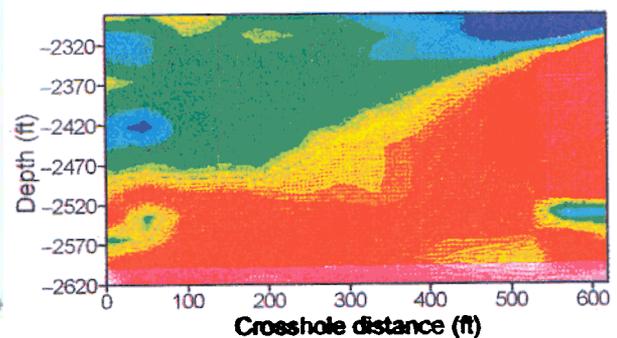


Figura 3.34 – Tomograma entre o poço injetor e o poço produtor.

(Figuras 3.31 a 3.34 extraídas de Justice e outros, 1989.)

Embora os avanços tecnológicos dos métodos geofísicos e geológicos possam sugerir as mais promissoras locações, somente a perfuração de um poço é que revelará se os prognósticos serão ou não confirmados.

Muitas vezes, durante a própria perfuração do poço se torna difícil a constatação da presença de hidrocarbonetos nas camadas geológicas atravessadas. Torna-se necessário identificar os vários tipos de rochas perfuradas, localizar aquelas que possam conter hidrocarbonetos e avaliar o significado comercial da ocorrência. Para tanto, uma série de procedimentos acompanha a perfuração e uma série de testes são

executados para avaliar a ocorrência ou não de jazidas comerciais. A perfilagem elétrica e radioativa do poço e os teste de formação se inserem entre estes procedimentos, denominados genericamente de Avaliação de Formações.

Devido à sua importância, e procurando manter a ordem cronológica das atividades desenvolvidas na exploração de um campo de petróleo, a Avaliação e os Testes de Formações são apresentados logo após a perfuração, no Capítulo 5.



PERFURAÇÃO

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda, conforme ilustrado na figura 4.1. Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente de comandos (tubos de paredes espessas) e tubos de perfuração (tubos de paredes finas). Os fragmentos da rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração ou lama. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, ou *swivel*, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço. O anular entre os tubos do revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança. Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração. Do exposto, percebe-se que um poço é perfurado em diversas fases, caracterizadas pelos diferentes diâmetros das brocas.

4.1 Equipamentos da sonda de perfuração

Todos os equipamentos de uma sonda rotativa responsáveis por determinada função na perfuração de um poço são agrupados nos chamados “sistemas” de uma sonda. Os principais sistemas são: de sustentação de cargas, de geração e transmissão de energia, de movimentação de carga, de rotação, de circulação, de segurança do poço, de monitoração e o sistema de subsuperfície (coluna de perfuração).

4.1.1 Sistema de sustentação de cargas

O sistema de sustentação de cargas é constituído do mastro ou torre, da subestrutura e da base ou fundação. A carga correspondente ao peso da coluna de perfuração ou revestimento que está no poço é transferida para o mastro ou torre, que, por sua vez, a descarrega para a subestrutura e esta para a fundação ou base. Em perfurações marítimas pode não existir fundações, como será visto mais adiante.

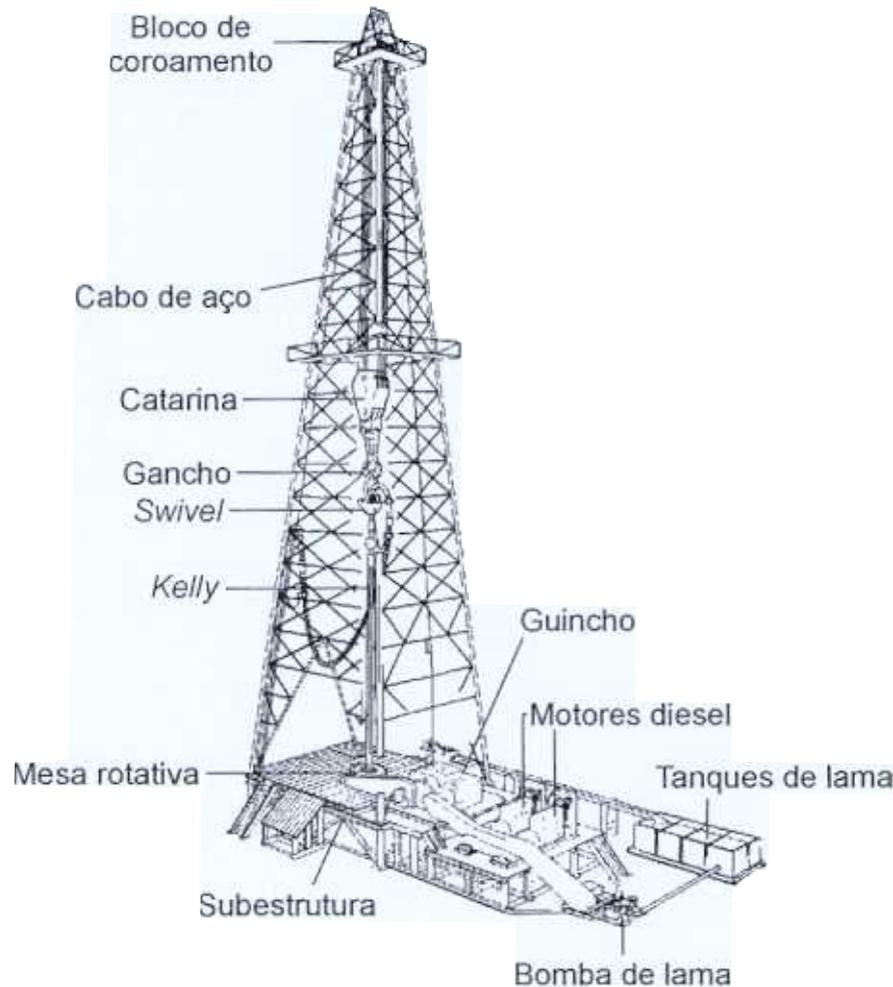


Figura 4 – Esquema de uma sonda rotativa.

a) Torre ou mastro

Uma vez desgastada, a broca é retirada até a superfície e substituída por outra nova, numa operação chamada de manobra. Por economia, a manobra é feita retirando-se seções de dois ou três tubos (cada tubo mede cerca de 9 metros), exigindo, para tanto, uma torre ou mastro em alguns casos com mais de 45 metros de altura.

A torre ou mastro é uma estrutura de aço especial, de forma piramidal, de modo a prover um espaçamento vertical livre acima da plataforma de trabalho para permitir a execução das manobras.

Uma torre é constituída de um grande número de peças, que são montadas uma a uma. Já o mastro (figura 4.2) é uma estrutura treliçada ou tubular que, após ser baixada pelo guincho da sonda, é subdivida em três ou quatro seções, os quais são transportadas para a locação do novo poço, onde são montadas na posição horizontal e elevadas para a vertical. Não obstante o seu alto custo inicial e sua menor estabilidade, o mastro tem sido preferido pela facilidade e economia de tempo de montagem em perfurações terrestres.



Figura 4.2 – Mastro.

b) Subestruturas

A subestrutura é constituída de vigas de aço especial montadas sobre a fundação ou base da sonda, de modo a criar um espaço de trabalho sob a plataforma, onde são instalados os equipamentos de segurança do poço.

As fundações ou bases são estruturas rígidas construídas em concreto, aço ou madeira que, apoiadas sobre solo resistente, suportam com segurança as deflexões, vibrações e deslocamentos provocados pela sonda.

c) Estaleiros

O estaleiro (figura 4.3) é uma estrutura metálica constituída de diversas vigas apoiadas acima do solo por pilaretes. O estaleiro fica posicionado na frente da sonda e permite manter todas as tubulações (comandos, tubos de perfuração, revestimentos, etc.) dispostas paralelamente a uma passarela para facilitar o seu manuseio e transporte.



Figura 4.3 – Estaleiro.

4.1.2 Sistema de geração e transmissão de energia

a) Fontes de energia

A energia necessária para acionamento dos equipamentos de uma sonda de perfuração é normalmente fornecida por motores diesel.

Nas sondas marítimas em que exista produção de gás é comum e econômica a utilização de turbinas a gás para geração de energia para toda a plataforma.

Quando disponível, a utilização da energia elétrica de redes públicas pode ser vantajosa, principalmente quando o tempo de permanência da sonda em cada locação for elevado.

Uma característica importante dos equipamentos de uma sonda, e que afeta o processo de transmissão da energia, é a necessidade deles operarem com velocidade e torque variáveis.

A depender do modo de transmissão de energia para os equipamentos, as sondas de perfuração são classificadas em sondas mecânicas ou diesel-elétricas.

b) Sondas mecânicas

Nas sondas mecânicas (figura 4.4), a energia gerada nos motores diesel é levada a uma transmissão principal (*compound*) através de acoplamentos hidráulicos (conversores de torque) e embreagens. O *compound* é constituído de diversos eixos, rodas dentadas e correntes que distribuem a energia a todos os sistemas da sonda.

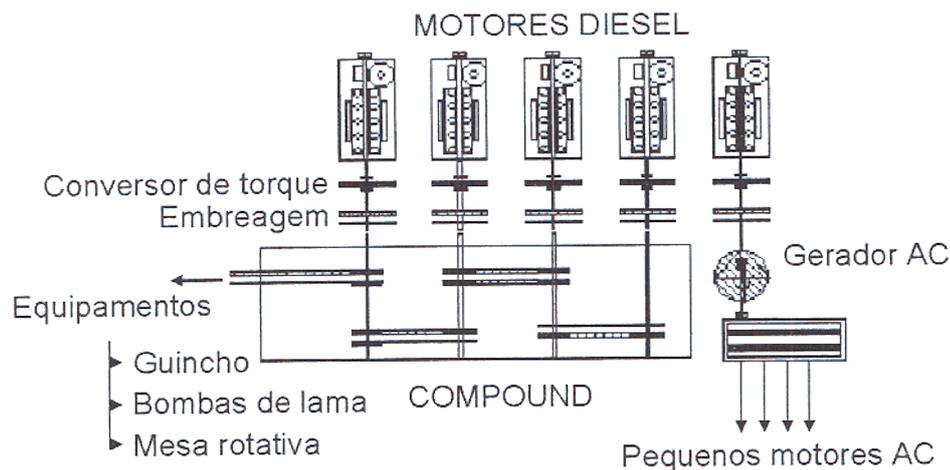


Figura 4.4 – Esquema de uma sonda mecânica com cinco motores diesel.

As embreagens permitem que os motores sejam acoplados ou desacoplados do *compound*, propiciando maior eficiência na utilização dos motores diesel.

c) Sondas diesel-elétricas

As sondas diesel-elétricas geralmente são do tipo AC/DC, no qual a geração é feita em corrente alternada e a utilização é em corrente contínua (figura 4.5).

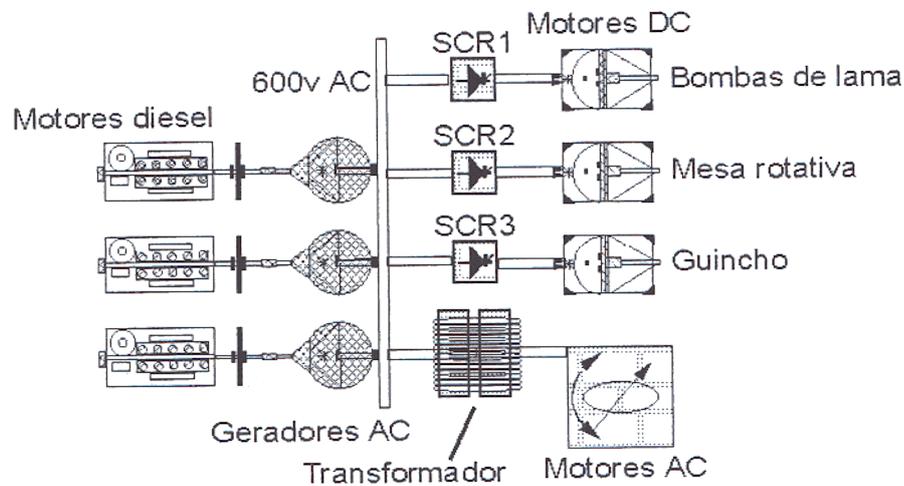


Figura 4.5 – Esquema de uma sonda AC/DC, típica de sondas marítimas.

Motores diesel ou turbinas a gás acionam geradores de corrente alternada (AC) que alimentam um barramento trifásico de 600 volts. Este barramento, alternativamente, também pode receber energia da rede pública.

Pontes de retificadores controlados de silício (SCR) recebem a energia do barramento e a transformam em corrente contínua, que alimenta os equipamentos da sonda.

Os equipamentos auxiliares da sonda ou plataforma, iluminação e hotelaria que utilizam corrente alternada, recebem a energia do barramento após passar por um transformador.

As sondas diesel elétricas com sistemas tipo AC/AC (geração e utilização ocorrem em corrente alternada) têm uso incipiente, mas com tendência de aumentar no futuro. A energia é fornecida por motores diesel, turbinas a gás ou através da rede pública. Por utilizar motores AC, não há necessidade de retificação da corrente, mas sim do controle da frequência aplicada aos motores.

4.1.3 Sistema de movimentação de carga

O sistema de movimentação de carga permite movimentar as colunas de perfuração, de revestimento e outros equipamentos.

Os principais componentes do sistema são: guincho, bloco de coroamento, catarina, cabo de perfuração, gancho e elevador.

a) Guincho

O guincho (figura 4.6) recebe a energia mecânica necessária para a movimentação de cargas através da transmissão principal, no caso de sondas diesel, ou diretamente de um motor elétrico acoplado a ele, nas sondas elétricas.

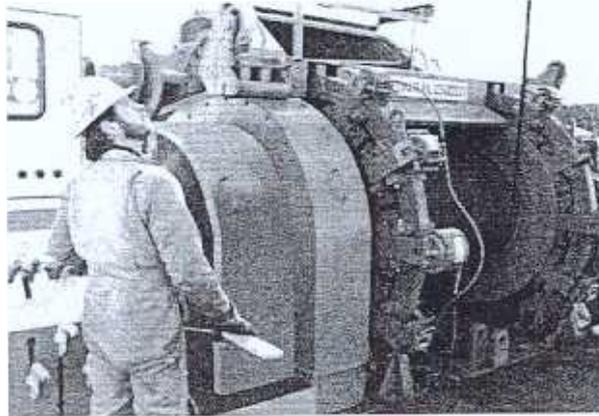


Figura 4.6 – Guincho.

O guincho é constituído por: tambor principal, tambor auxiliar ou de limpeza, freios, molinetes e embreagens.

O tambor principal tem a função de acionar o cabo de perfuração, movimentando as cargas dentro do poço.

O freio é um mecanismo de grande importância numa sonda. Ele realiza as funções de parar ou retardar o movimento de descida de carga no poço, permitindo ainda a aplicação e controle de peso sobre a broca. Usualmente são empregados dois tipos de freios numa sonda: o freio principal, que é mecânico por fricção, tem a função de parar e assim manter a carga que está sendo movimentada, e o freio secundário, que é hidráulico ou eletromagnético, e tem a função de apenas diminuir a velocidade de descida da carga, de modo a facilitar a atuação do freio principal.

O tambor auxiliar ou de limpeza é instalado no eixo secundário do guincho, ficando posicionado acima do tambor principal. Tem a função de movimentar equipamentos leves no poço, tais como registradores de inclinação e direção do poço, amostradores de fundo, equipamentos de completação e teste do poço, etc.

O molinete é um mecanismo tipo embreagem que permite tracionar cabos ou cordas. Há dois tipos de molinetes numa sonda: o molinete das chaves flutuantes, para apertar ou desapertar as conexões da coluna de perfuração ou revestimentos, e o giratório, ou *cathead*, que permite o içamento de pequenas cargas quando nele for enrolada uma corda, chamada *catline*.

b) Bloco de coroamento

É um conjunto estacionário de 4 a 7 polias montadas em linha num eixo suportado por dois mancais de deslizamento (figura 4.7), localizado na parte supe-

rior do mastro ou torre. O bloco suporta todas as cargas que lhe são transmitidas pelo cabo de perfuração.

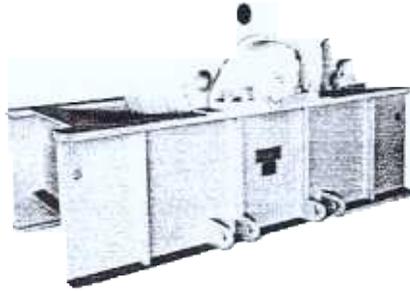


Figura 4.7 – Bloco de coroamento.

c) Catarina

A catarina (figura 4.8) é um conjunto de 3 a 6 polias móveis montadas em um eixo que se apóia nas paredes externas da própria estrutura da catarina. A catarina fica suspensa pelo cabo de perfuração que passa alternadamente pelas polias do bloco de coroamento e polias da catarina, formando um sistema com 8 a 12 linhas passadas (figura 4.9). Na parte inferior da catarina encontra-se uma alça pela qual é preso o gancho. O gancho consiste de um corpo cilíndrico que internamente contém um sistema de amortecimento para evitar que os golpes causados na movimentação das cargas se propaguem para a catarina.

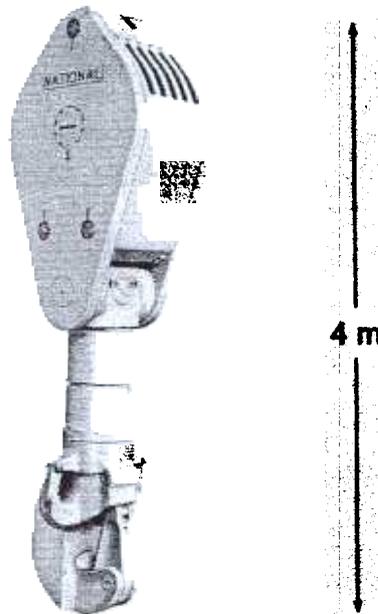


Figura 4.8 – Catarina.

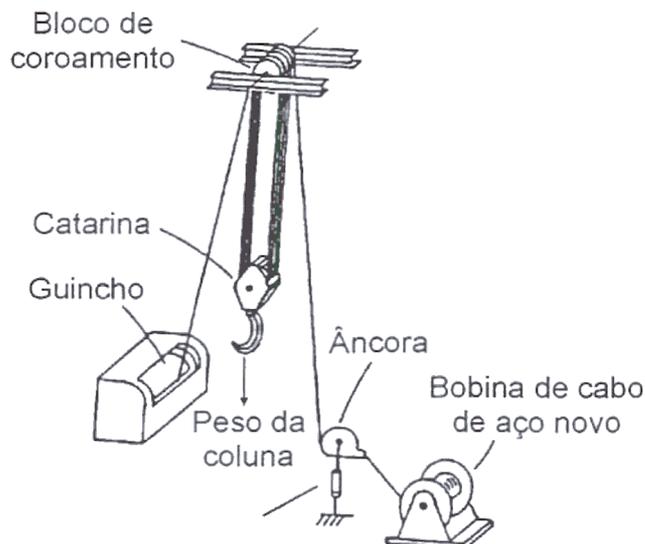


Figura 4.9 – Sistema bloco-catarina.

d) Cabo de perfuração

É um cabo de aço trançado em torno de um núcleo ou alma, sendo que cada trança é formada por diversos fios de pequeno diâmetro de aço especial.

O cabo proveniente do carretel é passado e fixado numa âncora situada próximo à torre, onde se encontra um sensor para medir a tensão no cabo, a qual está relacionada com o peso total sustentado pelo guincho. Daí, ele é passado no sistema bloco-catarina e enrolado e fixado no tambor do guincho (figura 4.9).

e) Elevador

O elevador é um equipamento com a forma de anel bipartido em que as duas partes são ligadas por dobradiça resistente, contendo um trinco especial para o seu fechamento. É utilizado para movimentar elementos tubulares – tubos de perfuração e comandos.

4.1.4 Sistema de rotação

Nas sondas convencionais, a coluna de perfuração é girada pela mesa rotativa localizada na plataforma da sonda. A rotação é transmitida a um tubo de parede externa poligonal, o *kelly*, que fica enroscado no topo da coluna de perfuração.

Nas sondas equipadas com *top drive* a rotação é transmitida diretamente ao topo da coluna de perfuração por um motor acoplado à catarina. O conjunto desliza em trilhos fixados à torre, onde o torque devido à rotação da coluna é absorvido.

Existe ainda a possibilidade de se perfurar com um motor de fundo, colocado logo acima da broca. O torque necessário é gerado pela passagem do fluido de perfuração no seu interior. Este motor pode ser de deslocamento positivo ou uma turbina.

O sistema de rotação convencional é constituído de equipamentos que promovem ou permitem a livre rotação da coluna de perfuração. São eles: mesa rotativa, o *kelly* e cabeça de circulação ou *swivel*.

a) Mesa rotativa

A mesa rotativa (figura 4.10) é o equipamento que transmite rotação à coluna de perfuração e permite o livre deslizamento do *kelly* no seu interior. Em certas operações, a mesa rotativa deve suportar o peso da coluna de perfuração.

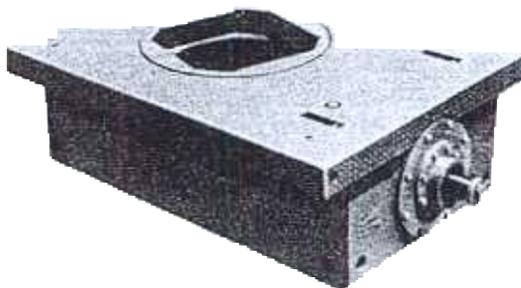


Figura 4.10 – Mesa rotativa.

b) Kelly

O *kelly* é o elemento que transmite a rotação proveniente da mesa rotativa à coluna de perfuração.

O *kelly* pode ter dois tipos de seção. Em sondas de terra a mais comum é a quadrada e em sondas marítimas a seção hexagonal, pela sua maior resistência à tração, torção e flexão (figura 4.11).

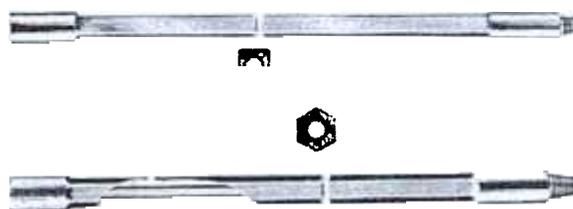


Figura 4. – Kelly, de seção quadrada e de seção hexagonal.

c) Cabeça de injeção

A cabeça de injeção ou *swivel* (figura 4.12) é o equipamento que separa os elementos rotativos daqueles estacionários na sonda de perfuração. Sendo assim, a parte superior não gira e sua parte inferior deve permitir rotação.

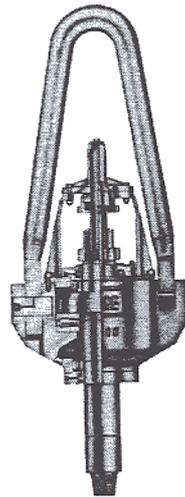


Figura 4.12 – *Swivel*.

O fluido de perfuração é injetado no interior da coluna através da cabeça de injeção. Existem dois sistemas alternativos de aplicação de rotação na broca: *Top drive* e motor de fundo.

d) Top drive

A perfuração com um motor conectado no topo da coluna (*top drive*) elimina o uso da mesa rotativa e do *kelly* (figura 4.13). O sistema *top drive* permite perfurar o poço de três em três tubos, ao invés de um a um, quando a mesa rotativa é utilizada. Este sistema permite também que a retirada ou descida da coluna seja feita tanto com rotação como com circulação de fluido de perfuração pelo seu interior. Isto é extremamente importante em poços de alta inclinação ou horizontais.

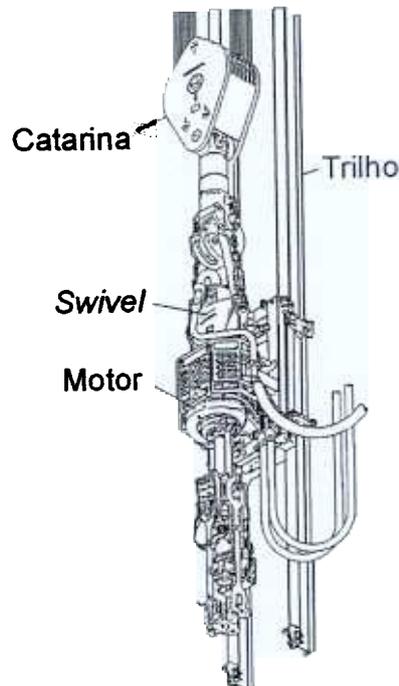


Figura 4.13 – *Top drive*.

e) Motor de fundo

Neste caso um motor hidráulico tipo turbina ou de deslocamento positivo é colocado acima da broca (figura 4.14). O giro só se dá na parte inferior do motor de fundo, solidário à broca. Assim, este tipo de equipamento é largamente empregado na perfuração de poços direcionais, poços nos quais o objetivo a ser atingido não se encontra necessariamente sob a mesma vertical que passa pela sonda de perfuração. Como a coluna de perfuração não gira, o torque imposto a ela é nulo e o seu desgaste fica bastante reduzido.

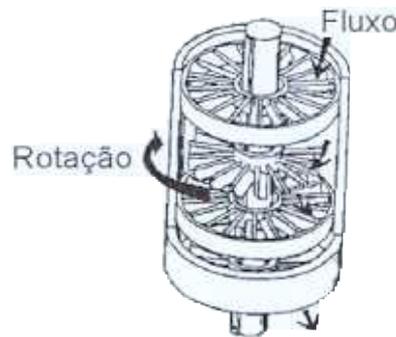


Figura 4.14 – Motor de fundo tipo turbina.

4.1.5 Sistema de circulação

São os equipamentos que permitem a circulação e o tratamento do fluido de perfuração.

Numa circulação normal, o fluido de perfuração é bombeado através da coluna de perfuração até a broca, retornando pelo espaço anular até a superfície, trazendo consigo os cascalhos cortados pela broca. Na superfície, o fluido permanece dentro de tanques, após receber o tratamento adequado.

a) Fase de injeção

O fluido de perfuração é succionado dos tanques pelas bombas de lama (figura 4.15) e injetado na coluna de perfuração até passar para o anular entre o poço e a coluna por orifícios na broca conhecidos como jatos da broca.



Figura 4.15 – Bombas de lama tipo triplex.

Durante a perfuração, as vazões e pressões de bombeio variam com a profundidade e a geometria do poço. As bombas são associadas em paralelo na fase inicial da perfuração, quando são requeridas grandes vazões. Com o prosseguimento da perfuração, quando são exigidas altas pressões mas baixas vazões, usa-se apenas uma bomba e substituem-se pistões e camisas por outros de menor diâmetro de forma a atender às solicitações do poço.

b) Fase de retorno

Esta fase tem início com a saída do fluido de perfuração nos jatos da broca e termina ao chegar na peneira vibratória, percorrendo o espaço anular entre a coluna de perfuração e a parede do poço ou o revestimento.

c) Fase de tratamento

A fase de tratamento ou condicionamento do fluido de perfuração (figura 4.16) consiste na eliminação de sólidos ou gás que se incorporam a ele durante a perfuração e, quando necessário, na adição de produtos químicos para ajustes de suas propriedades.

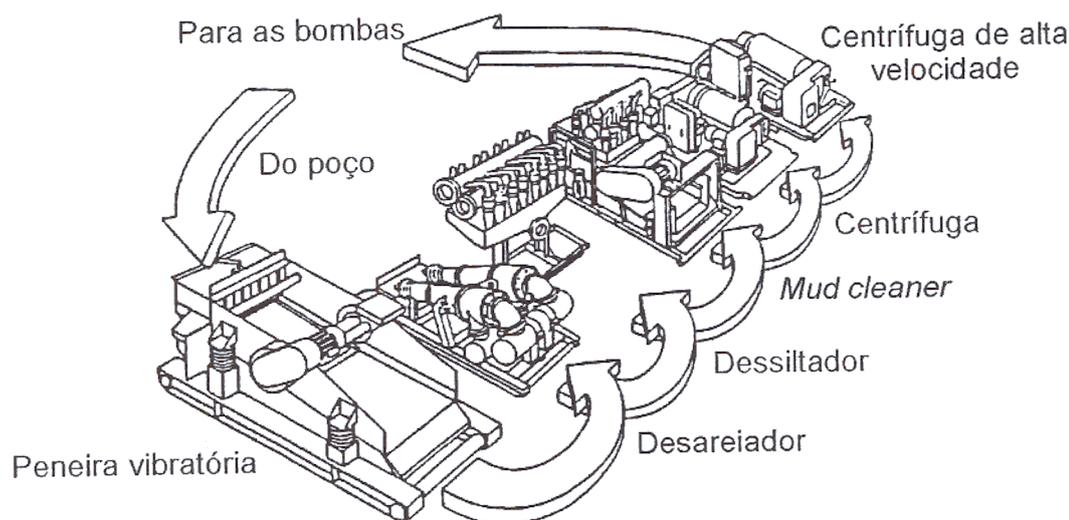


Figura 4.16 – Sistema de tratamento de lama.

O primeiro equipamento é a peneira vibratória, que tem a função de separar os sólidos mais grosseiros do fluido de perfuração, tais como cascalhos e grãos maiores que areia. Em seguida, o fluido passa por um conjunto de dois a quatro hidrociclones³ de 8" a 20" conhecidos como desareidores, que são responsáveis por retirar a areia do fluido.

³ Hidrociclones são equipamentos que aceleram o processo natural de decantação de partículas. Constam de cones ocios, com entrada para o fluido de perfuração, uma pequena abertura no fundo, para descarga dos sólidos, e uma abertura maior na parte superior, para saída do fluido recuperado.

Saindo do desareiator, o fluido passa pelo dessiltador, um conjunto de 8 a 12 hidrociclones de 4" a 5", cuja função é descartar partículas de dimensões equivalentes ao silte. O equipamento seguinte, o *mud cleaner*, nada mais é que um dessiltador com uma peneira que permite recuperar partículas. Parte deste material é descartado e parte retorna ao fluido, reduzindo os gastos com aditivos. Algumas sondas utilizam ainda uma centrífuga, que retira partículas ainda menores que não tenham sido descartadas pelos hidrociclones.

Um equipamento sempre presente na sonda é o desgaseificador, que elimina o gás do fluido de perfuração. Durante a perfuração de uma formação com gás, ou quando da ocorrência de um influxo de gás contido na formação para dentro do poço, as partículas de gás se incorporam ao fluido de perfuração e a sua recirculação no poço é perigosa.

4.1.6 Sistema de segurança do poço

O sistema de segurança é constituído dos Equipamentos de Segurança de Cabeça de Poço (ESCP) e de equipamentos complementares que possibilitam o fechamento e controle do poço.

O mais importante deles é o *Blowout Preventer* (BOP), que é um conjunto de válvulas que permite fechar o poço.

Os preventores são acionados sempre que houver ocorrência de um *kick*, fluxo indesejável do fluido contido numa formação para dentro do poço. Se este fluxo não for controlado eficientemente poderá se transformar num *blowout*, ou seja, poço fluindo totalmente sem controle, e criar sérias conseqüências, tais como dano aos equipamentos da sonda, acidentes pessoais, perda parcial ou total do reservatório, poluição e dano ao meio ambiente, etc.

Os principais elementos do sistema de segurança são:

a) Cabeça de poço

A cabeça de poço é constituída de diversos equipamentos que permitem a ancoragem e vedação das colunas de revestimento na superfície. São eles: cabeça de revestimento, carretel de perfuração, adaptadores, carretel espaçador e seus acessórios.

A cabeça de revestimento (figura 4.17) é o primeiro equipamento a ser adaptado no topo do revestimento de superfície, com as finalidades de sustentar os revestimentos intermediário e de produção através de seus suspensores, de propiciar vedação do anular do revestimento intermediário ou de produção com a própria cabeça permitindo o acesso a este anular e de servir de base para a instalação dos demais elementos da cabeça de poço e preventores.

O susensor de revestimento é o elemento que permite a ancoragem do revestimento e a vedação do anular deste revestimento com o corpo da cabeça na qual foi ancorado. A vedação é feita automaticamente quando o peso do revestimento for aplicado provocando a extrusão de um elemento de borracha.

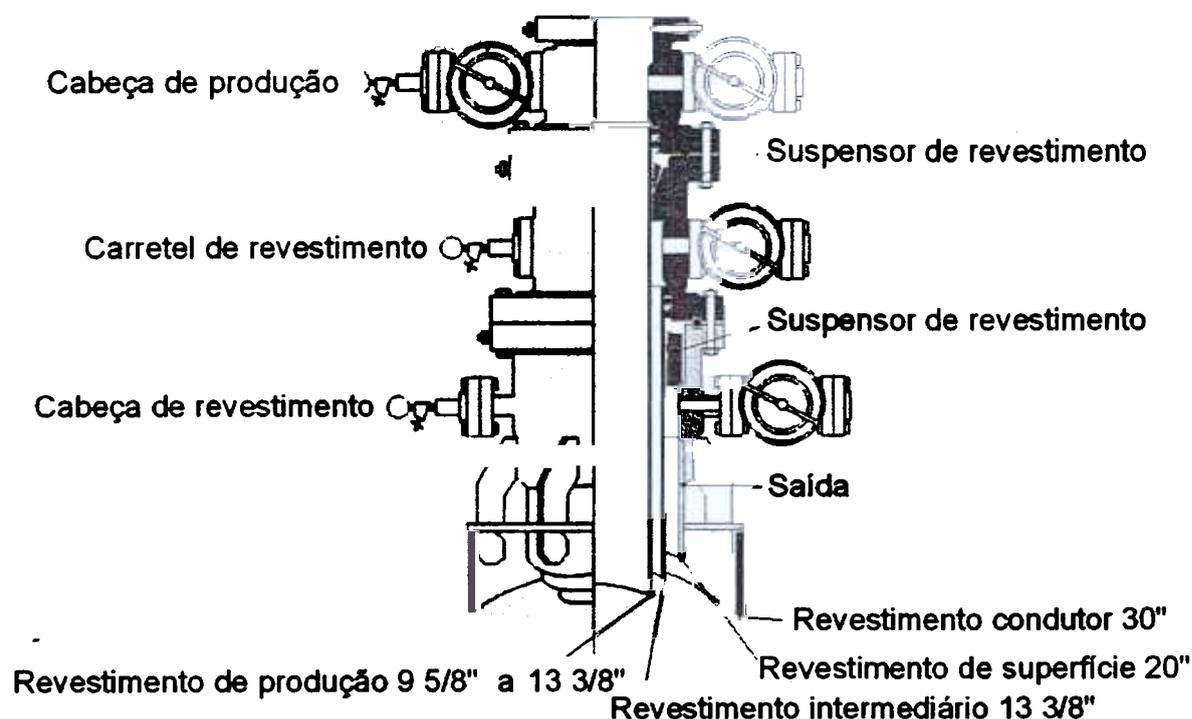


Figura 4.17 – Cabeça de poço de superfície.

O carretel de revestimento é um equipamento semelhante à cabeça de revestimento, só que apresenta mais um flange na parte inferior. Possui, também, duas saídas laterais para acesso ao espaço anular e um alojamento para assentamento do suspensor do revestimento a ser descido posteriormente. Contém elementos de borracha na parte inferior interna para vedação secundária no topo do revestimento descido anteriormente.

A cabeça de produção é também um carretel que possui, em sua parte inferior interna, uma sede para receber os elementos de vedação secundária que atuam no topo do revestimento de produção, de modo a impedir a passagem de pressões altas, geralmente superiores à resistência do flange inferior. Na parte interna superior possui sede para receber o *tubing hanger*, que sustenta a coluna de produção. Apresenta, também, duas saídas laterais para acesso ao espaço anular.

O carretel de perfuração é um equipamento contendo flanges de ligações no topo e na base e com duas saídas laterais flangeadas que recebem as duas linhas de controle do poço, a linha de matar (*kill line*) e a linha do estrangulador (*choke line*).

b) Preventores

Os preventores permitem o fechamento do espaço anular e podem ser de dois tipos: preventor anular e preventor de gaveta (figura 4.18).

O preventor anular tem a função básica de fechar o espaço anular de um poço e consta de um pistão que, ao ser deslocado dentro de um corpo cilíndrico, comprime um elemento de borracha que se ajusta contra a tubulação que esteja dentro de poço.

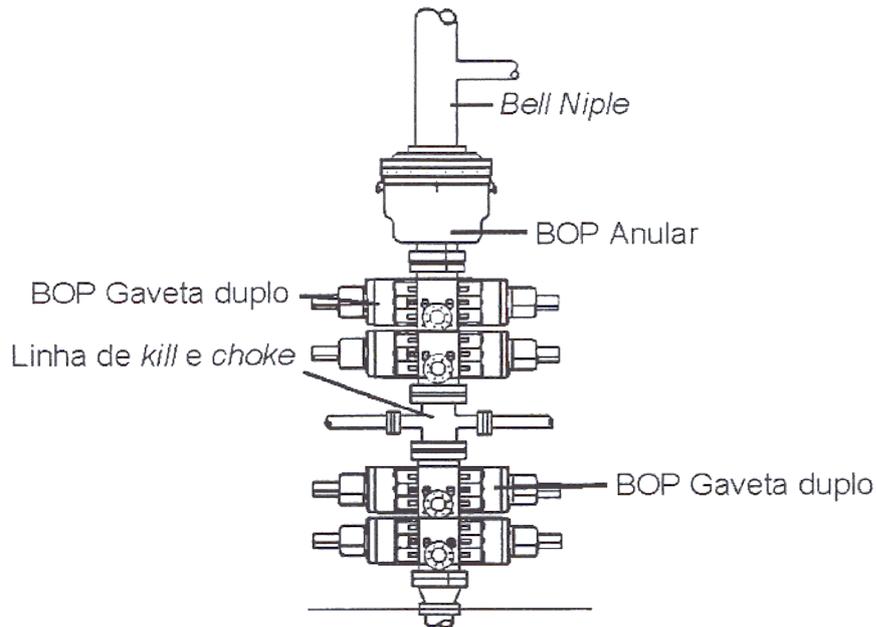


Figura 4.18 – Arranjo típico de um conjunto BOP.

O preventor anular atua em qualquer diâmetro de tubulação e pode até mesmo fechar um poço sem coluna, embora este procedimento cause dano ao elemento de borracha.

O preventor de gavetas tem a função de fechar o espaço anular do poço pela ação de dois pistões que ao serem acionados hidráulicamente deslocam duas gavetas, uma contra a outra, transversalmente ao eixo do poço.

Quanto ao arranjo dos preventores, normalmente em terra se utilizam três: um anular e dois de gavetas. Já no mar há duas possibilidades: Nas plataformas fixas ou apoiadas no fundo do mar, em que os equipamentos operam na superfície, se trabalha com um preventor anular e três ou quatro de gavetas (figura 4.18). Nas plataformas flutuantes, navios e semi-submersíveis, em que os equipamentos de segurança operam no fundo do mar, normalmente se trabalha com dois preventores anulares e três ou quatro de gavetas.

4.1.7 Sistema de monitoração

São os equipamentos necessários ao controle da perfuração: manômetros, indicador de peso sobre a broca, indicador de torque, tacômetro, etc.

Com o progresso da perfuração observou-se que um máximo de eficiência e economia seria atingido quando houvesse uma perfeita combinação entre os vários parâmetros da perfuração. Disto surgiu a necessidade do uso de equipamentos para o registro e controle destes parâmetros. Eles podem ser classificados em indicadores, que apenas indicam o valor do parâmetro em consideração, e registradores, que traçam curvas dos valores medidos.

Os principais indicadores são o indicador de peso no gancho e sobre a broca, o manômetro que indica a pressão de bombeio, o torquímetro para o torque na coluna de perfuração, o torquímetro instalado nas chaves flutuantes com a função de medir o torque aplicado nas conexões da coluna de perfuração ou de revestimento, e os tacômetros para medir a velocidade da mesa rotativa e da bomba de lama.

O registrador mais importante é o que mostra a taxa de penetração da broca, que é uma informação importante para se avaliar as mudanças das formações perfuradas, o desgaste da broca e a adequação dos parâmetros de perfuração.

4.2 Colunas de perfuração

Durante a perfuração é necessária a concentração de grande quantidade de energia na broca para cortar as diversas formações rochosas. Esta energia, em forma de rotação e peso aplicados sobre a broca, é transferida às rochas para promover sua ruptura e desagregação em forma de pequenas lascas, ou cascalhos, que são removidos do fundo do poço e carregados até a superfície pelo fluxo do fluido de perfuração.

A coluna de perfuração é a responsável direta por todo este processo e consta dos seguintes componentes principais: comandos, tubos pesados e tubos de perfuração.

4.2.1 Comandos

Os comandos (*Drill Collars – DC*) são elementos tubulares fabricados em aço forjado, usinados e que possuem alto peso linear devido à grande espessura de parede (figura 4.19).



Figura 4.19 – Comando espiralado e com ressalto para elevador.

Suas principais funções são fornecer peso sobre a broca e prover rigidez à coluna, permitindo melhor controle da trajetória do poço. A conexão destes elementos é feita por uniões enroscáveis usinadas diretamente no corpo do tubo. Externamente os comandos podem ser lisos ou espiralados. São normalizados pelo API e sua especificação deve levar em conta as seguintes características: diâmetro externo, diâmetro interno, tipo da união, acabamento externo e a existência ou não de ressalto para o elevador.

4.2.2 Tubos pesados

Os tubos pesados (*Heavy-Weight Drill Pipes – HWDP*) são elementos tubulares de aço forjado e usinados que têm como função principal promover uma transição de

rigidez entre os comandos e os tubos de perfuração, diminuindo a possibilidade de falha por fadiga (figura 4.20). As características principais são: maior espessura das paredes, uniões mais resistentes e revestidas de metal duro (*Hard-Facing*) e reforço central no corpo do tubo revestido de metal duro.



Figura 4.20 – Tubo pesado, onde pode ser observado o reforço central e a aplicação de material duro.

4.2.3 Tubos de perfuração

Os tubos de perfuração (*Drill Pipes – DP*) são tubos de aço sem costura, tratados internamente com aplicação de resinas para diminuição do desgaste interno e corrosão, possuindo nas suas extremidades as conexões cônicas conhecidas como *tool joints*, que são soldadas no seu corpo (figura 4.21). Na sua especificação são consideradas as seguintes características: diâmetro nominal (diâmetro externo que varia de 2 3/8" a 6 5/8"), peso nominal, tipo de reforço para soldagem das uniões, tipo ou grau do aço, comprimento nominal (*range*) e tipos de rosca.



Figura 4.21 – Tubos de perfuração.

O peso por unidade de comprimento ou peso linear do tubo é um valor de referência que permite determinar o diâmetro interno, a espessura da parede e o *drift* (máximo diâmetro de passagem) do tubo.

O grau do aço especifica o valor da sua resistência à tensão de escoamento. Os graus de aço para tubos de perfuração, segundo normalização API, são:

Grau	Tensão de Escoamento (psi)
E	75000 a 105000
X95	95000 a 125000
G105	105000 a 135000
S135	135000 a 165000

O comprimento nominal pode variar de 5,49 m (18 pés) até 16,50 m (45 pés).

4.2.4 Acessórios da coluna de perfuração

a) *Substitutos*

Os substitutos (*Subs*) são pequenos tubos que desempenham várias funções, de acordo com suas características (figura 4.22).



Figura 4.22 – Substitutos.

Os principais substitutos são:

- **Sub de içamento**, que é utilizado para movimentação de comandos. Possui a seção superior com diâmetro externo igual a dos tubos de perfuração para permitir a adaptação do elevador.
- **Sub de broca**, que serve para conectar a broca, cujo elemento de união é pino, ao primeiro comando, cuja conexão inferior também é pino.
- **Sub de cruzamento**, que tem a função de permitir a conexão de tubos com tipos diferentes de roscas e diâmetros.

b) *Estabilizadores*

Estabilizadores são ferramentas que dão maior rigidez à coluna, e por terem diâmetro igual ao da broca, auxiliam a manter o diâmetro (calibre) do poço (figura 4.23). Nos poços direcionais têm como função o deslocamento dos pontos de apoio dos comandos nas paredes do poço, de modo a permitir maior controle da trajetória do poço.

c) *Escareadores*

Os escareadores são ferramentas com as mesmas funções dos estabilizadores, mas utilizados em rochas duras e abrasivas, por isto utilizam roletes nas lâminas.

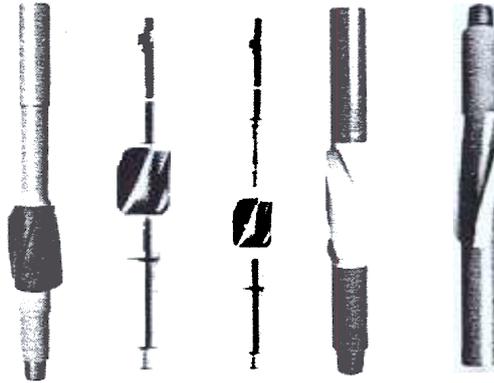


Figura 4.23 – Estabilizadores.

d) Alargadores

Os alargadores são ferramentas que permitem aumentar o diâmetro de um trecho de poço já perfurado, desde a superfície ou a partir de uma certa profundidade de subsuperfície.

e) Amortecedores de vibração

Os amortecedores de vibração são ferramentas que absorvem as vibrações verticais da coluna de perfuração induzidas pela broca, principalmente quando perfurando rochas duras. Seu uso é comum quando se utilizam brocas com insertos de carbureto de tungstênio.

4.2.5 Ferramentas de manuseio da coluna

As ferramentas de manuseio são utilizadas para conectar e desconectar os vários elementos da coluna. As principais são:

a) Chaves flutuantes

São equipamentos mantidos suspensos na plataforma através de um sistema formado por cabo, polia e contrapeso. A chave flutuante tem a função de fornecer o torque necessário ao aperto e desaperto das uniões cônicas da coluna (figura 4.24).

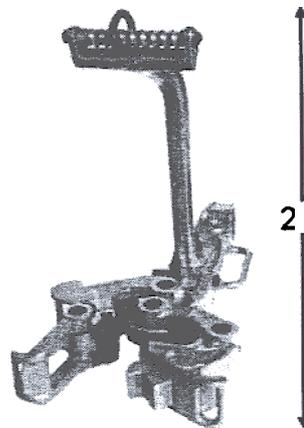


Figura 4.24 – Chave flutuante.

b) Cunhas

São equipamentos que mantêm a coluna de perfuração totalmente suspensa na mesa rotativa (figura 4.25). São utilizadas durante as conexões dos tubos de perfuração e comandos. Possuem mordentes intercambiáveis que se adaptam e prendem à parede dos tubos.

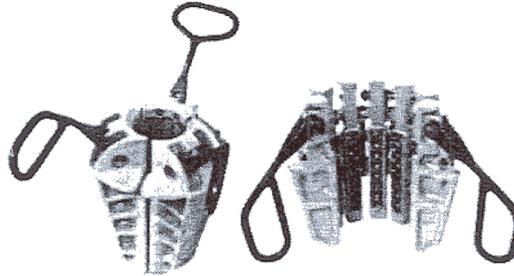


Figura 4.25 – À esquerda, cunha para tubos de perfuração, e à direita, cunha para comandos.

c) Colar de segurança

É um equipamento de segurança colocado próximo ao topo da coluna de comandos quando suspensa pela sua cunha na mesa rotativa (figura 4.26). O colar de segurança evita a queda da coluna no poço em caso de deslizamento pelas cunhas.



Figura 4.26 – Colar de segurança.

4.2.6 Dimensionamento da coluna de perfuração

Para dimensionar uma coluna de perfuração, devem ser conhecidos o peso da lama, a profundidade total prevista para a coluna, fatores de segurança à tração, colapso e pressão interna e o peso máximo previsto sobre broca.

Com estas informações o(s) tipo(s) de tubo(s) de perfuração pode(m) ser especificado(s), assim como também o tipo e quantidade de comandos.

a) Seleção dos comandos,

Os comandos são os primeiros elementos da coluna a serem dimensionados. O tipo e o comprimento da seção de comandos vai afetar a seleção do tipo de tubos de

perfuração a serem usados na coluna. A seleção dos comandos é geralmente baseada em dois critérios:

- critério de flambagem na extremidade inferior da coluna quando peso é aplicado sobre a broca (**linha neutra de flambagem**); e
- número de comandos, de modo que os tubos de perfuração não estejam comprimidos (**linha neutra de tração**). O engenheiro de petróleo deve avaliar cuidadosamente todos os parâmetros de projeto, já que cada critério leva a resultados bem diferentes.

O critério mais utilizado é o da determinação da linha neutra de flambagem. Lubinsky (1950) provou que a flambagem não ocorre se o peso sobre a broca é menor que o peso “flutuado” (peso – empuxo) dos comandos. Este critério leva sempre a um número de comandos menor que o obtido pelo critério da tração, isto é, a linha neutra de flambagem está abaixo da linha neutra de tração. Assim, há situações em que a coluna de perfuração está comprimida mas não está flambada. A flambagem da coluna de perfuração deve ser evitada para impedir o aparecimento de tensões cíclicas na parede dos tubos durante a rotação da coluna e a falha por fadiga.

Portanto, se o peso máximo sobre a broca é dado por $PSB_{máx}$, o número de comandos n é dado por

$$n = \frac{PSB_{máx}}{(FS) \alpha w \ell} \quad (4.)$$

onde:

FS = fator de segurança (varia de 0,80 a 0,90)

w = peso por pé (no ar) do comando

ℓ comprimento médio de cada comando

α fator de flutuação = $1 - \frac{\rho_{lama}}{\rho_{aço}}$

b) Seleção do(s) tubo(s) de perfuração

A coluna de tubos está sujeita a esforços de tração, compressão e torção durante as operações de perfuração. Poderá, eventualmente, estar sujeita a grandes esforços radiais, resultantes da diferença entre as pressões externa e interna ao tubo (colapso e pressão interna). Uma análise de esforços em trechos curvos da coluna é realizado para estudar danos devido à fadiga. Em geral, a resistência ao colapso define os tubos requeridos na porção inferior da coluna, enquanto que a tração define a resistência dos tubos na extremidade superior da coluna. Os valores das resistências ao colapso, tração e pressão interna estão tabelados no API RP7G para cada tipo de tubo de perfuração.

4.3 Brocas

As brocas são equipamentos que têm a função de promover a ruptura e desagregação das rochas ou formações. O estudo das brocas, considerando seu desempenho e economicidade, é um dos fatores importantes na perfuração de poços de petróleo.

As brocas podem ser classificadas de duas maneiras: brocas sem partes móveis e brocas com partes móveis.

4.3.1 Brocas sem partes móveis

A inexistência de partes móveis e rolamentos diminui a possibilidade de falhas destas brocas.

Os principais tipos são: integral de lâminas de aço, diamantes naturais e diamantes artificiais (PDC/TSP).

As brocas de lâminas de aço, conhecidas como brocas rabo de peixe (*FishTail*), foram as primeiras brocas a serem usadas (figura 4.27). Sua característica é de perfurar por cisalhamento. Este tipo de broca possui jatos (orifícios para dar passagem ao fluido do interior da coluna para o poço), os quais permitem uma boa limpeza das lâminas. O maior problema deste tipo de broca é que a vida útil de sua estrutura cortante é muito curta, mesmo aplicando material mais duro nas lâminas. Este tipo de broca praticamente desapareceu da perfuração de poços de petróleo com o aparecimento das brocas de cones.

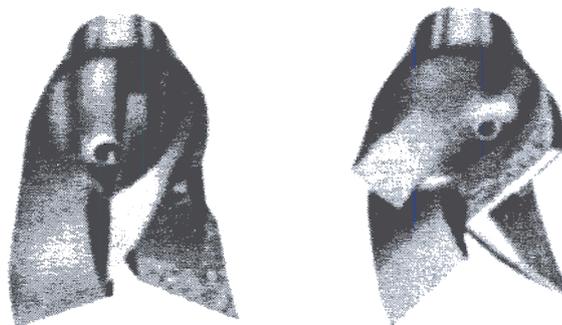


Figura 4.27 – Broca tipo integral de lâmina de aço.

As brocas de diamantes naturais perfuram pelo efeito de esmerilhamento. No início da atividade de perfuração de poços de petróleo eram utilizadas em formações duras, nas quais as brocas *Fish Tail* não conseguiam perfurar. Atualmente são usadas principalmente em testemunhagem (operação na qual se perfura apenas uma coroa da formação, preservando a parte interna para estudos), ou em formações extremamente duras e abrasivas.

As brocas com estrutura cortante de diamantes naturais constam de um grande número de diamantes industrializados fixados numa matriz metálica especial (figura 4.28). O tamanho e a quantidade dos diamantes na broca determinam a sua aplicabilidade.

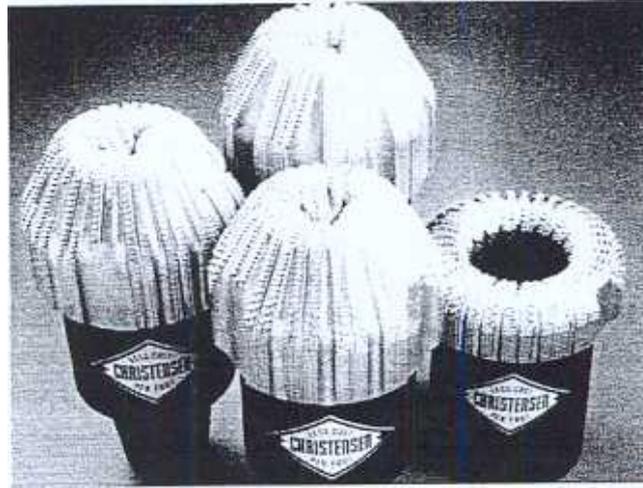


Figura 4.28 – Broca de diamantes naturais.

Durante o processo de perfuração apenas os diamantes fazem contato com a rocha, ficando um pequeno espaço por onde circula o fluido de perfuração, limpando o fundo do poço e resfriando os diamantes.

Ao final da década de 1970 foram lançadas novas brocas utilizando diamantes sintéticos. São as chamadas brocas PDC (*Polycrystalline Diamond Compact*), cuja estrutura de corte é formada por pastilhas ou compactos, montadas sobre bases cilíndricas, instalada no corpo da broca (figura 4.29). O seu mecanismo de perfuração é pelo cisalhamento, por promover um efeito de cunha. A pastilha é composta por uma camada fina de partículas de diamantes aglutinados com cobalto, fixada a outra camada composta de carbureto de tungstênio.

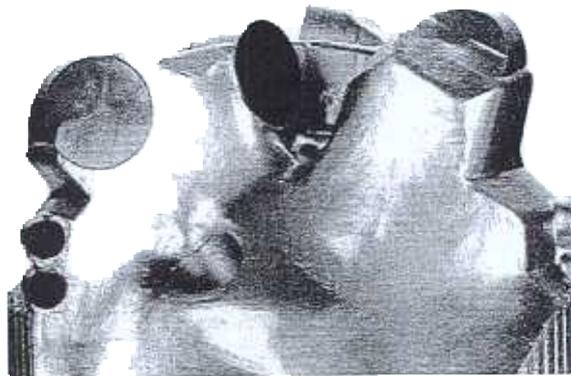


Figura 4.29 – Broca de diamante artificial PDC.

As brocas para rochas mais moles possuem poucos cortadores de maior tamanho, enquanto que para as rochas mais duras possuem cortadores menores e em maior quantidade. Como nas brocas de diamantes naturais, o tamanho e a quantidade de cortadores definem para que tipo de formação a broca foi projetada.

As brocas PDC foram introduzidas para se perfurar formações moles com altas taxas de penetração e maior vida útil, pois em formações mais duras o calor gerado durante a perfuração destrói a ligação entre os diamantes e o cobalto. Foram então desenvolvidos os compactos TSP (*Thermally Stable Polycrystalline*), os quais, por não terem cobalto, resistem mais ao calor.

As brocas de compactos (PDC e TSP) são também manufaturadas uma a uma. Isto permite uma grande flexibilidade no projeto destas brocas, em que cada cortador pode ter várias de suas características alteradas. As mais importantes são: número de cortadores, posição e tamanho dos cortadores, inclinação dos cortadores com o fundo do poço e inclinação dos cortadores em relação ao raio da broca. Estas características influem tanto na taxa de penetração da broca como na sua vida útil. Por isto, um acompanhamento mais detalhado do uso destas brocas permite modificar seu projeto e torná-las mais eficientes.

4.3.2 Brocas com partes móveis

As brocas com partes móveis podem ter de um a quatro cones, sendo as mais utilizadas as brocas tricônicas pela sua eficiência e menor custo inicial em relação às demais. Elas possuem dois elementos principais: estrutura cortante e rolamentos.

a) Estrutura cortante

Os elementos que compõem a estrutura cortante das brocas tricônicas são fileiras de dentes montados sobre o cone que se interpõem entre as fileiras dos dentes dos cones adjacentes, quando se aplica rotação à broca.

Quanto à estrutura cortante, as brocas tricônicas são divididas em: brocas dentes de aço e brocas de insertos.

As de dentes de aço têm sua estrutura cortante fresada no próprio cone (figura 4.30). Já as de insertos têm os insertos de carbureto de tungstênio instalados por processo de interferência em orifícios abertos na superfície do cone (figura 4.31). Existem vários formatos de dente e de inserto, cada qual para um tipo de formação.

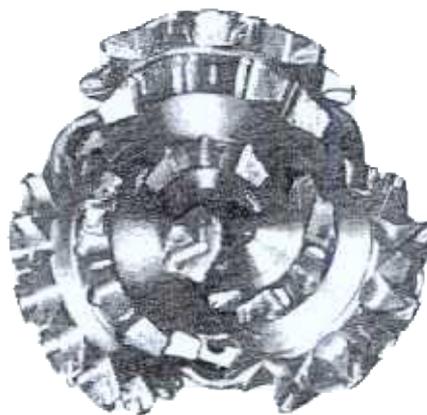


Figura 4.30 – Broca tricônica de dentes de aço.

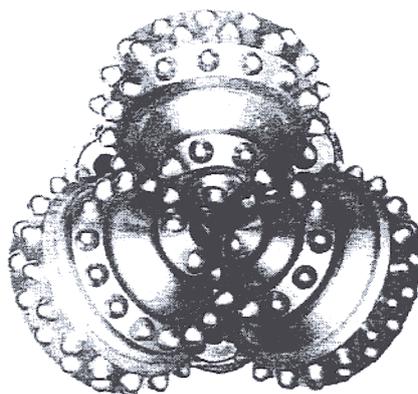


Figura 4.31 – Broca tricônica de insertos de tungstênio.

A ação da estrutura cortante das brocas tricônicas envolve a combinação de ações de raspagem, lascamento, esmagamento e erosão por impacto dos jatos de lama. Dependendo das características da broca, um ou outro mecanismo se sobrepõe aos demais. A raspagem é conseguida de duas maneiras: a primeira, devido à excentricidade dos eixos dos cones em relação ao eixo da broca, chamada *offset* do cone (figura 4.32), e a segunda, devida aos cones serem, na realidade, junções de troncos de cones com ângulos diferentes (figura 4.33).

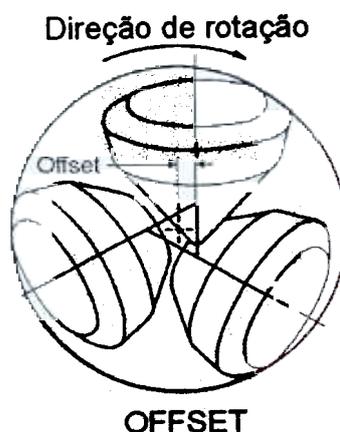


Figura 4.32 – *Offset* de uma broca tricônica.

Nas brocas projetadas para rochas moles o efeito de raspagem é predominante. Em rochas duras, onde a taxa de penetração é baixa e os custos de perfuração tendem a ser altos, o mecanismo de esmagamento provou ser o mais adequado.

b) Rolamentos

As brocas tricônicas podem ser equipadas com um dos três tipos básicos de rolamentos: com roletes e esferas não-selados, com roletes e esferas selados e com mancais de fricção tipo *journal*.

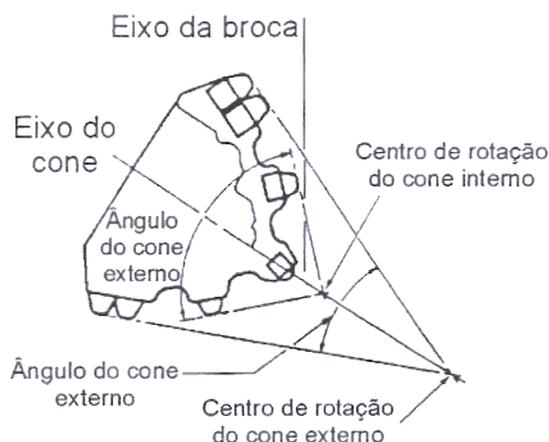


Figura 4.33 – Desalinhamento dos troncos de cones.

Os rolamentos não-selados não possuem lubrificação própria, sendo lubrificados pelo fluido de perfuração. Assim, apesar deste tipo de broca apresentar menor custo, sua resistência ao desgaste é também menor.

Nas brocas com rolamentos selados há um sistema interno de lubrificação que não permite o contato do fluido de perfuração com os rolamentos, aumentando a vida útil da broca.

Nas brocas com rolamentos do tipo *journal* os roletes são substituídos por mancais de fricção, os quais são revestidos com metais nobres, além de possuir também dispositivo interno de lubrificação. São as de maior custo, mas são as mais eficazes e as que apresentam baixo índice de falha.

4.4 Fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes.

Os fluidos de perfuração devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e segura. Assim, é desejável que o fluido apresente as seguintes características:

- ser estável quimicamente;
- estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- facilitar a separação dos cascalhos na superfície;
- manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;
- ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- aceitar qualquer tratamento, físico e químico;
- ser bombeável;
- apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação;

- facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço; e
- apresentar custo compatível com a operação.

Os fluidos de perfuração possuem, basicamente, as seguintes funções:

- limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície;
- exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis (*kick*) e estabilizar as paredes do poço;
- resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca.

4.4.1 Propriedades dos fluidos de perfuração

As propriedades de controle dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As propriedades físicas são mais genéricas e são medidas em qualquer tipo de fluido, enquanto que as químicas são mais específicas e são determinadas para distinguir certos tipos de fluidos.

As propriedades físicas mais importantes e freqüentemente medidas nas sondas são a densidade, os parâmetros reológicos, as forças géis (inicial e final), os parâmetros de filtração e o teor de sólidos. Outras propriedades físicas de menor uso são a resistividade elétrica, o índice de lubricidade e a estabilidade elétrica.

As propriedades químicas determinadas com maior freqüência nos laboratórios das sondas são o pH, os teores de cloreto e de bentonita e a alcalinidade. Outras propriedades químicas são o excesso de cal (determinada nos fluidos tratados por cal hidratada), o teor de cálcio e de magnésio, a concentração de H_2S e a concentração de potássio (testada nos fluidos inibidos por gesso).

a) Densidade

Os limites de variação da densidade dos fluidos para perfurar uma determinada fase são definidos pela pressão de poros⁴ (limite mínimo) e pela pressão de fratura⁵ (limite máximo) das formações expostas.

Quando se deseja aumentar a densidade de um certo fluido adiciona-se geralmente a baritina, $BaSO_4$, que tem densidade de 4,25, enquanto a densidade dos sólidos perfurados é em torno de 2,60. Para reduzir a densidade dos fluidos à base de água, dilui-se com água (densidade 1,00) ou óleo diesel (densidade 0,82).

b) Parâmetros reológicos

O comportamento do fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Para isto considera-se que o fluido segue um modelo reológico, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos.

⁴ Pressão de poros é a pressão atuante no fluido que se encontra no espaço poroso da rocha.

⁵ Pressão de fratura é o valor de pressão para o qual a rocha se rompe.

c) Forças géis

Alguns fluidos de perfuração são tixotrópicos, isto é, adquirem um estado semi-rígido quando estão em repouso e voltam a adquirir um estado de fluidez quando estão novamente em movimento. A força gel é um parâmetro também de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo. A força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica um certo tempo em repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido.

d) Parâmetros de filtração

A capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas úmidas, denominada de reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação. Este processo é conhecido como filtração. É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha.

O filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração.

e) Teor de sólidos

O teor de sólidos, cujo valor deve ser mantido no mínimo possível, é uma propriedade que deve ser controlada com rigor porque o seu aumento implica aumento de várias outras propriedades, tais como densidade, viscosidade e forças géis, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das formações devido à elevação das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração.

O tratamento do fluido para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo ou corretivo. O tratamento preventivo consiste em inibir o fluido, física ou quimicamente, evitando-se a dispersão dos sólidos perfurados. No método corretivo pode-se fazer uso de equipamentos extratores de sólidos, tais como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores, ou diluir o fluido.

f) Concentração hidrogeniônica – pH

O pH dos fluidos de perfuração é medido através de papéis indicadores ou de potenciômetros, e é geralmente mantido no intervalo alcalino baixo, isto é, de 7 a 10. O objetivo principal é reduzir a taxa de corrosão dos equipamentos e evitar a dispersão das formações argilosas.

g) Alcalinidades

O pH determina apenas uma alcalinidade ou acidez relativa à concentração de H^+ , empregando métodos comparativos. A determinação das alcalinidades por métodos diretos de titulação volumétrica de neutralização considera as espécies carbonatos (CO_3^{2-}) e bicarbonatos HCO_3^- dissolvidos no fluido, além dos íons hidroxilas (OH^-) dissolvidos e não dissolvidos. Nos testes de rotina são registrados os seguintes tipos de alcalinidades: alcalinidade parcial do filtrado, alcalinidade da lama e alcalinidade total do filtrado.

h) Teor de cloretos ou salinidade

O teste de salinidade de um fluido é também uma análise volumétrica de precipitação feita por titulação dos íons cloretos. Esta salinidade é expressa em mg/l de cloretos, mg/l de NaCl equivalente ou ppm de NaCl equivalente.

Nas determinações de campo, os resultados de salinidade são usados, principalmente, para identificar o teor salino da água de preparo do fluido, controlar a salinidade de fluidos inibidos com sal, identificar influxos de água salgada e identificar a perfuração de uma rocha ou domo salino.

i) Teor de bentonita ou de sólidos ativos

O teste do azul de metileno ou MBT é uma análise volumétrica por adsorção que serve como indicador da quantidade de sólidos ativos ou bentoníticos no fluido de perfuração. Ele mede a capacidade de troca de cátion (CTC) das argilas e sólidos ativos presentes.

4.4.2 Classificação dos fluidos de perfuração

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição. Embora ocorram divergências, o principal critério se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Neste critério, os fluidos são classificados em fluidos à base de água, fluidos à base de óleo e fluidos à base de ar ou de gás.

A natureza das fases dispersante e dispersa, bem como os componentes básicos e as suas quantidades definem não apenas o tipo de fluido, mas também as suas características e propriedades.

a) Fluidos à base de água

A definição de um fluido à base água considera principalmente a natureza da água e os aditivos químicos empregados no preparo do fluido. A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provoca sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. Conseqüentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle das suas propriedades.

A água é a fase contínua e o principal componente de qualquer fluido à base de água, podendo ser doce, dura ou salgada. A água doce, por definição, apresenta salinidade inferior a 1.000 ppm de NaCl equivalente. Do ponto de vista industrial para aplicação em fluidos de perfuração, a água doce não necessita de pré-tratamento

químico porque praticamente não afeta o desempenho dos aditivos empregados no preparo do fluido. A água dura tem como característica principal a presença de sais de cálcio e de magnésio dissolvidos, em concentração suficiente para alterar o desempenho dos aditivos químicos. A água salgada é aquela com salinidade superior a 1.000 ppm de NaCl equivalente e pode ser natural, como a água do mar, ou pode ser salgada com a adição de sais como NaCl, KCl ou CaCl_2 .

A principal função da água é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais. Estes, principalmente argilas e polímeros, controlam a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrado em valores adequados para conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço. Os fatores a serem considerados na seleção da água de preparo são: disponibilidade, custo de transporte e de tratamento, tipos de formações geológicas a serem perfuradas, produtos químicos que comporão o fluido e equipamentos e técnicas a serem usados na avaliação das formações.

Os sólidos dispersos no meio aquoso podem ser ativos ou inertes. Os sólidos ativos são materiais argilosos, cuja função principal é viscosificar o fluido. A argila mais usada é a bentonita; e em menor escala, a atapulgita.

Os sólidos inertes podem se originar da adição de materiais industrializados ou de detritos finos das rochas perfuradas. O adensante baritina é o sólido inerte mais comum dentre os produtos comercializados. Outros adensantes usados são a calcita e a hematita. Os sólidos inertes oriundos das rochas perfuradas são areia, silte e calcário fino.

Os produtos químicos adicionados ao fluido podem ser:

- alcalinizantes e controladores de pH, como soda cáustica, potassa cáustica e cal hidratada;
- dispersantes, como o lignossulfonato, tanino, lignito e fosfatos;
- redutores de filtrado, como o amido;
- floculantes, como a soda cáustica, cal e cloreto de sódio;
- polímeros de uso geral para viscosificar, desflocular ou reduzir filtrado;
- surfactantes para emulsificar e reduzir a tensão superficial;
- removedores de cálcio e magnésio, como carbonato e bicarbonato de sódio;
- inibidores de formações ativas, como cloreto de potássio, sódio e cálcio;
- bactericidas, como paraformaldeído, compostos organoclorados, soda cáustica e cal.

Produtos químicos mais específicos, como anticorrosivos, traçadores químicos, antiespumantes, entre outros, também podem estar presentes.

A figura 4.34 mostra um esquema de classificação para os fluidos de perfuração à base de água.

Os fluidos não-inibidos são empregados na perfuração das camadas rochosas superficiais, compostas na maioria das vezes de sedimentos inconsolidados. Esta etapa termina com a descida do revestimento de superfície. Como essas rochas superficiais são praticamente inertes ao contato com água doce, pouco tratamento químico é dispensado ao fluido durante esta fase.

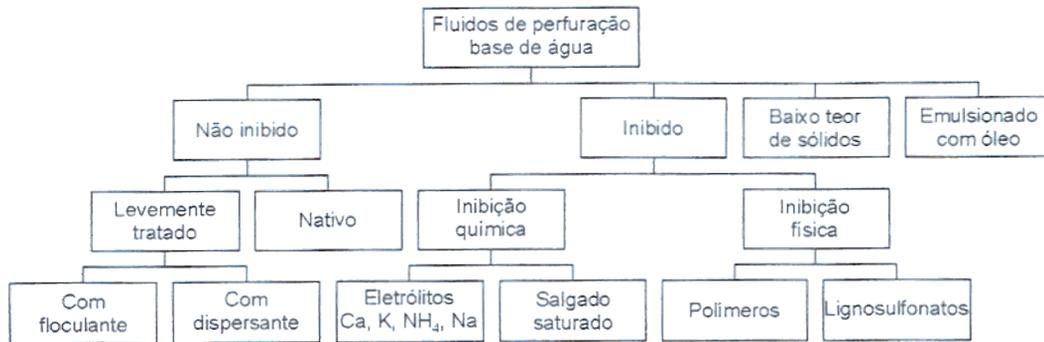


Figura 4.34 – Esquema da classificação dos fluidos de perfuração à base de água.

Os fluidos inibidos são programados para perfurar rochas de elevado grau de atividade na presença de água doce. Uma rocha é dita ativa quando interage quimicamente com a água, tornando-se plástica, expansível, dispersível ou até mesmo solúvel. Nos fluidos inibidos são adicionados produtos químicos, tais como eletrólitos e/ou polímeros, que têm a propriedade de retardar ou diminuir estes efeitos. Estes aditivos são conhecidos por inibidores. Os inibidores físicos são adsorvidos sobre a superfície dos materiais das rochas e impedem o contato direto com a água. Outros produtos como a cal, os cloretos de potássio, de sódio e de cálcio, conferem uma inibição química porque reduzem a atividade química da água e podem reagir com a rocha, alterando-lhe a composição. Um exemplo típico de inibição é usado quando se perfura uma rocha salina. A rocha salina tem elevado grau de solubilidade em água doce, entretanto quando se emprega um fluido salgado saturado com NaCl como meio dispersante, a solubilidade fica reduzida.

Os fluidos à base de água com baixo teor de sólidos e os emulsionados com óleo são programados para situações especiais. Os primeiros são usados para aumentar a taxa de penetração da broca, reduzindo o custo total da perfuração, e os segundos têm o objetivo principal de reduzir a densidade do sistema para evitar que ocorram perdas de circulação em zonas de baixa pressão de poros ou baixa pressão de fratura.

b) Fluidos à base de óleo

Os fluidos de perfuração são à base de óleo quando a fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo, geralmente composta de hidrocarbonetos líquidos. Pequenas gotículas de água ou de solução aquosa constituem a fase descontínua desses fluidos. Alguns sólidos coloidais, de natureza inorgânica e/ou orgânica, podem compor a fase dispersa. Os fluidos podem ser emulsões água/óleo propriamente dita (teor de água < 10%) ou emulsão inversa (teor de água de 10% a 45%).

Devido ao alto custo inicial e grau de poluição, os fluidos à base de óleo são empregados com menor frequência do que os fluidos à base de água.

As principais características dos fluidos à base óleo são:

- grau de inibição elevado em relação às rochas ativas;
- baixíssima taxa de corrosão;

- propriedades controláveis acima de 350°F, até 500°F;
- grau de lubricidade elevado;
- amplo intervalo de variação de densidade: de 0,89 a 2,4;
- baixíssima solubilidade de sais inorgânicos.

Devido a estas características, os fluidos à base de óleo têm conferido excelentes resultados na perfuração dos seguintes poços:

- poços HPHT (alta pressão e alta temperatura);
- formações de folhelhos argilosos e plásticos;
- formações salinas de halita, silvita, carnalita, etc.;
- formações de arenitos produtores danificáveis por fluidos à base de água;
- poços direcionais ou delgados ou de longo afastamento;
- formações com baixa pressão de poros ou de fratura.

Algumas desvantagens dos fluidos à base de óleo em relação aos fluidos à base de água são:

- dificuldade na detecção de gás no poço devido a sua solubilidade na fase contínua;
- menores taxas de penetração;
- maiores graus de poluição;
- menor número de perfis que podem ser executados;
- dificuldade no combate à perda de circulação;
- maior custo inicial.

Nos últimos anos, muitos progressos têm sido alcançados em relação à pesquisa de novos sistemas à base de óleo, como óleos minerais e sintéticos, menos poluentes do que o óleo diesel.

c) Fluidos à base de ar

Perfuração a ar ou gás é um termo genérico aplicado quando o ar ou o gás, como todo ou parte, é usado como fluido circulante na perfuração rotativa.

Algumas situações recomendam a utilização destes fluidos de baixa densidade, tais como em zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos. Também em formações muito duras como o basalto ou o diabásio e em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo.

A perfuração com ar puro utiliza apenas ar comprimido ou nitrogênio como fluido, tendo aplicação limitada a formações que não produzam elevadas quantidades de água, nem contenham hidrocarbonetos. Esta técnica pode ser aplicada em formações duras, estáveis ou fissuradas, onde o objetivo é aumentar a taxa de penetração.

A perfuração com névoa, uma mistura de água dispersa no ar, é empregada quando são encontradas formações que produzem água em quantidade suficiente para comprometer a perfuração com ar puro. Em geral, a perfuração com névoa é executada em conjunto com a perfuração com ar.

A espuma é uma dispersão de gás em líquido, na qual a fase contínua é constituída por um filme delgado de uma fase líquida, estabilizada através de um tensoativo específico, denominado espumante. O emprego da espuma como fluido circulante é justificado quando se necessita de uma eficiência elevada de carreamento dos sólidos, uma vez que ela apresenta alta viscosidade.

Quando se deseja perfurar com um gradiente de pressão intermediário aos fornecidos pelos fluidos convencionais e as espumas, pode-se optar pela perfuração com fluidos aerados. Esta técnica consiste em injetar ar, nitrogênio ou gás natural no fluxo contínuo do fluido de perfuração, diminuindo a densidade do sistema. A perfuração com fluido aerado é recomendada principalmente em regiões onde ocorrem perdas de circulação severas.

4.5 Operações normais de perfuração

Durante a perfuração de um poço, que se caracteriza pela aplicação de peso e rotação na broca enquanto circula o fluido de perfuração, uma série de operações desempenham papel importante no processo.

4.5.1 Alargamento e repassamento

O alargamento consiste em se reperfurar o poço com uma broca de diâmetro maior que a utilizada para sua perfuração. É possível, para se economizar tempo, que as operações de perfuração e alargamento sejam feitas simultaneamente com um alargador posicionado acima da broca.

Quando o poço por algum motivo se estreita, é necessário repassar o poço no trecho descalibrado. O repassamento se caracteriza por baixo peso e baixa rotação na broca para evitar seu desgaste prematuro.

4.5.2 Conexão, manobra e circulação

Quando o topo do *kelly* (ou o motor, no caso de *top drive*) atinge a mesa rotativa, é necessário acrescentar um novo tubo de perfuração à coluna. Esta operação é chamada conexão e, no caso de perfuração normal, se realiza do seguinte modo:

O tubo a ser acrescentado é colocado em local apropriado junto à mesa rotativa (figura 4-35a). Eleva-se o *kelly* até o primeiro tubo de perfuração aparecer e coloca-se a cunha na coluna para que o seu peso fique sustentado pela mesa rotativa. Desconecta-se o *kelly* da coluna e o conecta ao tubo de perfuração a ser adicionado (figura 4.35b). Eleva-se o conjunto *kelly*-tubo de perfuração e o conecta novamente à coluna (figura 4.35c). Retira-se a cunha e desce-se a coluna até o *kelly* encaixar na mesa rotativa e volta-se a perfurar (figura 4.35d). No caso de perfuração com *top drive* a operação é semelhante.

A manobra completa consiste na retirada e descida de toda a coluna de perfuração para substituição da broca, por exemplo.

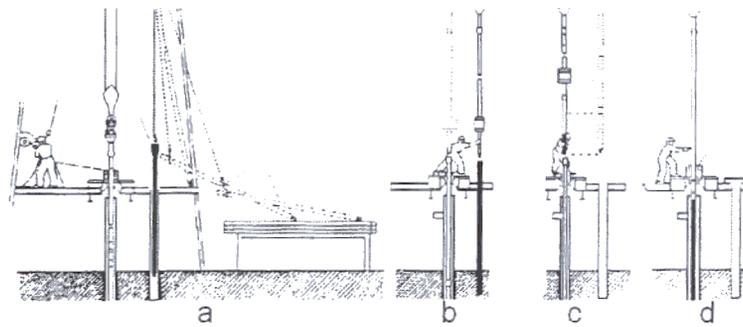


Figura 4.35 – Etapas de uma conexão.

A retirada da coluna se faz elevando-se a coluna e colocando a cunha para o peso desta ser sustentado pela mesa rotativa. Desconecta-se, em seguida, a seção, geralmente composta por três tubos, e a estaleira no mastro (figura 4.36). A descida é uma operação idêntica, na seqüência inversa.

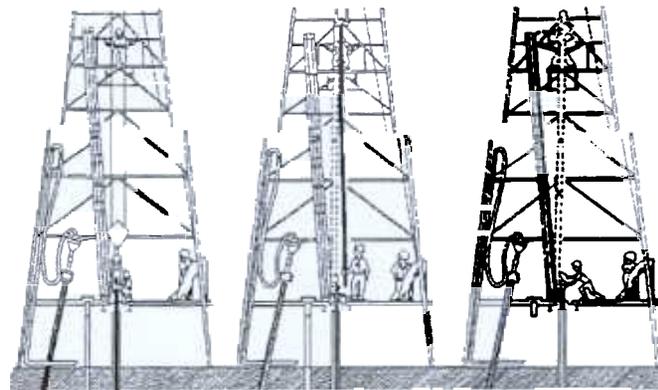


Figura 4.36 – Etapas de uma manobra.

A circulação consiste em se manter a broca pouco acima do fundo do poço e apenas circular o fluido de perfuração para remover os cascalhos do espaço anular. É normalmente feita antes da manobra, perfilagem ou descida do revestimento.

4.5.3 Revestimento de um poço de petróleo

Desde a antigüidade o homem tem perfurado poços na crosta da terra, reconhecendo a necessidade de revesti-los total ou parcialmente para proteger suas paredes. Esse revestimento evoluiu das rudimentares alvenarias, adotadas na antigüidade, passando pelas proteções de madeira, como as do poço de Drake, pelos tubos de ferro fundido usados até algumas décadas atrás, até chegar ao atual revestimento constituído de tubos de aço especial.

O poço é perfurado em fases, cujo número depende das características das zonas a serem perfuradas e da profundidade final prevista. Geralmente o número de fases de um poço é de três ou quatro, podendo chegar a oito, em certos casos. Cada uma das fases é concluída com a descida de uma coluna de revestimento e sua cimentação, como ilustra a figura 4.37.

O revestimento constitui uma das parcelas mais expressivas do custo da perfuração de um poço de petróleo (15% a 20% no mar, podendo chegar a 50% em terra).

O número de fases e o comprimento das colunas de revestimento são determinados em função das pressões de poros e de fratura previstas, que indicam o risco de prisão da coluna por diferencial de pressão, ocorrência de *kicks*, desmoronamento das paredes do poço ou perda do fluido de perfuração para as formações.

A composição de cada coluna é função das solicitações previstas durante sua descida no poço e ao longo de sua vida útil. O API padronizou procedimentos industriais e operacionais para fabricação e manuseio de tubos de revestimento. Suas recomendações e padronizações são adotadas em quase sua totalidade pelos países ocidentais, inclusive o Brasil, embora alguns produtos ou procedimentos “não-API” também sejam adotados.

a) Funções das colunas de revestimento

- Prevenir o desmoronamento das paredes do poço.
- Evitar a contaminação da água potável dos lençóis freáticos mais próximos à superfície.
- Permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície.
- Prover meios de controle de pressões dos fluidos, permitindo aplicação de pressão adicional desde a superfície.
- Permitir a adoção de sistema de fluido de perfuração diferente, mais compatível com as formações a serem perfuradas adiante.
- Impedir a migração de fluidos das formações.
- Sustentar os equipamentos de segurança de cabeça de poço.
- Sustentar outra coluna de revestimento.
- Alojamento dos equipamentos de elevação artificial.
- Confinar a produção ao interior do poço.

b) Características essenciais das colunas de revestimento

Ser estanque.

Ter resistência compatível com as solicitações.

Ter dimensões compatíveis com as atividades futuras.

Ser resistente à corrosão e à abrasão.

Apresentar facilidade de conexão.

Ter a menor espessura possível.

c. Classificação das colunas de revestimento

▲ CONDUTOR

É o primeiro revestimento do poço, assentado a pequena profundidade (10 m a 50 m), com a finalidade de sustentar sedimentos superficiais não consolidados. Pode ser assentado por cravação, por jateamento (no mar) ou por cimentação em poço perfurado. Diâmetros típicos: 30”, 20”, 13 3/8”.

▲ REVESTIMENTO DE SUPERFÍCIE

Com comprimento variando na faixa de 100 m a 600 m, visa proteger os horizontes superficiais de água e prevenir desmoronamento de formações inconsolidadas. Serve ainda como base de apoio para os equipamentos de segurança de cabeça de poço, sendo cimentado em toda a sua extensão para evitar flambagem devido ao grande peso dos equipamentos e dos revestimentos subsequentes, que nele se apóiam. Seus diâmetros típicos são: 20", 18 5/8", 16", 13 3/8", 10 3/4" e 9 5/8".

▲ REVESTIMENTO INTERMEDIÁRIO

Tem a finalidade de isolar e proteger zonas de alta ou baixa pressão, zonas de perda de circulação, formações desmoronáveis, formações portadoras de fluidos corrosivos ou contaminantes de lama. Sua faixa de profundidade de assentamento é bem vasta, variando de 1.000 m a 4.000 m. É cimentado somente na parte inferior ou, em alguns casos, num trecho intermediário adicional. É sustentado na superfície por cunhas apropriadas, apoiadas no sistema de cabeça de poço. Diâmetros típicos: 13 3/8", 9 5/8", 7".

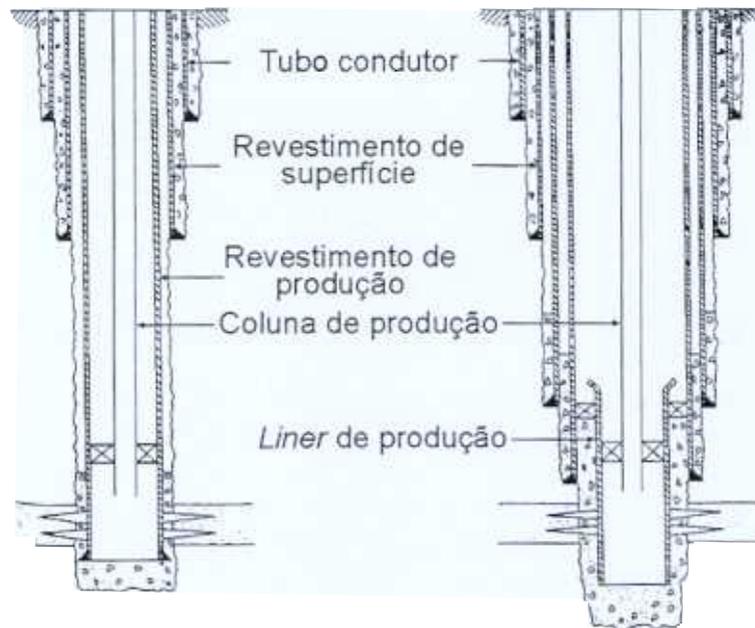


Figura 4.37 – Esquema do revestimento de poços.

▲ REVESTIMENTO DE PRODUÇÃO

Como o próprio nome indica, é descido com a finalidade de permitir a produção do poço, suportando suas paredes e possibilitando o isolamento entre os vários intervalos produtores. Seu emprego depende da ocorrência de zonas de interesse. Diâmetros típicos: 9 5/8", 7", 5 1/2".

▲ LINER

É uma coluna curta de revestimento que é descida e cimentada no poço visando cobrir apenas a parte inferior deste, o poço aberto. Seu topo fica ancorado um pouco acima da extremidade inferior do revestimento anterior e é independente do sistema de cabeça de poço. Seu uso é crescente em função de suas características de economia, versatilidade e rapidez de operação, podendo ser usado em substituição ao revestimento intermediário (*liner* de perfuração) e ao revestimento de produção (*liner* de produção). Diâmetros típicos: 13 3/8", 9 5/8", 7", 5 1/2".

▲ TIE BACK

É a complementação de uma coluna de *liner* até a superfície, quando limitações técnicas ou operacionais exigirem proteção do revestimento anterior. Diâmetros típicos: 9 5/8", 7", 5 1/2".

d) Esforços atuantes na coluna e seu dimensionamento

O dimensionamento das colunas de revestimento considera a resistência mínima que os tubos devem apresentar para suportar as solicitações de tração, pressão interna e colapso. Estas são estimadas levando-se em conta as condições mais adversas que possam ocorrer durante a instalação e a vida útil das colunas. Aos valores de solicitações estimados são aplicados fatores de segurança, visando minimizar o risco de falha da coluna por influências não ponderadas.

Ao se dimensionar uma coluna de revestimento, diversos parâmetros são críticos para o projeto e, conseqüentemente, para a redução de custos:

- volume de gás que deve ser considerado como tendo invadido o poço;
- pressão de poros da formação a ser perfurada;
- pressão de fratura da formação a ser perfurada;
- tipo de fluido que ficará no anular do revestimento e em seu interior;
- conhecimento prévio sobre as características da área;
- possibilidade de perdas de circulação;
- variações de inclinação do poço;
- posição do topo do cimento;
- presença de fluidos corrosivos nas formações, etc...

Saliente-se que, para cada esforço considerado, o instante e a posição em que a situação é crítica pode diferir.

4.5.4 Cimentação de poços de petróleo

Após a descida da coluna de revestimento, geralmente o espaço anular entre a tubulação de revestimento e as paredes do poço é preenchido com cimento, de modo a fixar a tubulação e evitar que haja migração de fluidos entre as diversas zonas permeáveis atravessadas pelo poço, por detrás do revestimento. A cimentação do espaço anular é realizada, basicamente, mediante o bombeio de pasta de cimento

e água, que é deslocada através da própria tubulação de revestimento. Após o endurecimento da pasta, o cimento deve ficar fortemente aderido à superfície externa do revestimento e à parede do poço, nos intervalos previamente definidos.

a) Tipos de cimentação

▲ CIMENTAÇÃO PRIMÁRIA

É a cimentação principal, realizada logo após a descida de cada coluna de revestimento no poço. A qualidade da cimentação primária geralmente é avaliada através de perfis acústicos corridos por dentro do revestimento, após a pega do cimento, assunto que será abordado no item 6.2.3.

▲ CIMENTAÇÃO SECUNDÁRIA

Destina-se a corrigir a cimentação primária, quando há necessidade. Se, por alguma razão, o topo do cimento não alcançar a altura prevista no espaço anular, pode-se efetuar uma **recimentação**, fazendo-se circular pasta de cimento por trás do revestimento, através dos **canhoneios** (perfurações realizadas no revestimento). Quando não é possível a circulação da pasta, realiza-se a compressão de cimento ou *squeeze*, visando corrigir defeitos localizados na cimentação primária ou sanar vazamentos na coluna de revestimento. Nas operações de completação e de *workover* (Capítulo 6), as compressões de cimento são amplamente utilizadas para a vedação dos canhoneios abertos em frente a zonas que se deseja isolar.

O cimento é ainda bastante utilizado para a execução de **tampões** para o abandono do poço (quando se decide abandonar um poço, normalmente ele é tamponado com cimento) ou para o isolamento de zonas inferiores. Durante a perfuração, os tampões de cimento também são eventualmente utilizados para combater perdas de circulação ou para servir de base para desvio do poço.

b) O cimento

Os cimentos são essencialmente produzidos a partir de uma mistura de calcário e argila. O cimento Portland, fundamental para a construção civil, resulta da moagem de um produto denominado *clínquer*, obtido pelo cozimento até fusão incipiente da mistura de calcário e argila convenientemente dosada e homogeneizada, à qual é adicionada pequena quantidade de gesso (sulfato de cálcio). Os componentes químicos principais do cimento Portland são:

Cal (CaO)	– de 60% a 67%
Sílica (SiO ₂)	– de 17% a 25%
Alumina (Al ₂ O ₃)	– de 3% a 8%
Óxido de Ferro (Fe ₂ O ₃)	– de 0,5% a 6%

Desses quatro componentes principais, designados na química do cimento pelas letras C, S, A e F, respectivamente, derivam os compostos fundamentais mais complexos que determinam as propriedades do cimento:

Aluminato tricálcico (C_3A) – reage rapidamente com a água e cristaliza em poucos minutos. É o constituinte do cimento que apresenta o maior calor de hidratação (quantidade de calor desenvolvida durante as reações de pega e endurecimento da pasta). Controla a pega inicial e o tempo de endurecimento da pasta, mas é o responsável pela baixa resistência aos sulfatos. Um cimento de alta resistência aos sulfatos deve ter menos de 3% de C_3A .

Ferro-aluminato tetracálcico (C_4AF) – é o componente que dá coloração cinzenta ao cimento, devido à presença de ferro. Libera baixo calor de hidratação e reage menos rapidamente que o C_3A . Controla a resistência à corrosão química do cimento.

Silicato tricálcico (C_3S) – é o principal componente do cimento e o que responde pela sua resistência mecânica inicial (1 a 28 dias). Sua hidratação começa em poucas horas e desprende quantidade de calor inferior ao C_3A . Cimentos de alta resistência inicial geralmente têm maior percentual deste componente.

Silicato dicálcico (C_2S) – reage lentamente com a água e libera baixo calor de hidratação. Apresenta baixa resistência mecânica inicial, mas contribui para o aumento da resistência do cimento a longo prazo.

Para a indústria do petróleo, o API classificou os cimentos Portland em classes, designadas pelas letras de A a J, em função da composição química, que deve estar adequada às condições de uso, como a profundidade e temperatura dos poços.

Classe A: para uso em poços de até 6.000 pés (1.830m), quando não são requeridas propriedades especiais. Corresponde ao cimento Portland comum;

Classe B: para poços de até 6.000 pés, quando é requerida moderada a alta resistência aos sulfatos;

Classe C: também para poços de até 6.000 pés, quando é requerida alta resistência inicial. Apresenta alta resistência aos sulfatos;

Classe D: para uso em poços de 6.000 até 10.000 pés (3.050 m), sob condições de temperaturas moderadamente elevadas e altas pressões. Apresenta alta resistência aos sulfatos;

Classe E: para profundidades entre 6.000 e 14.000 pés (4.270 m), sob condições de pressão e temperatura elevadas. Apresenta alta resistência aos sulfatos;

Classe F: para profundidades entre 10.000 e 16.000 pés (4.880 m), sob condições extremamente altas de pressão e temperatura. Apresenta alta resistência aos sulfatos;

Classes G e H: para utilização sem aditivos até profundidades de 8.000 pés (2.440 m). Como têm composição compatível com aditivos aceleradores ou retardadores de pega, podem ser usados praticamente em todas as condições previstas para os cimentos das classes A até E. Por isso, as

classes G e H são as classes mais utilizadas atualmente na indústria do petróleo, inclusive no Brasil.

Classe J: para uso como produzido, em profundidades de 12.000 até 16.000 pés (3.660 m até 4.880 m), sob condições de pressão e temperatura extremamente elevadas.

c) Ensaaios com pastas de cimento

As pastas de cimento para uso em poços de petróleo devem ser previamente testadas conforme procedimentos padronizados pela indústria do petróleo.

Os testes simulam o comportamento da pasta em função das condições previstas para a sua utilização, tais como a pressão, a temperatura, o tempo previsto de operação e o regime de fluxo durante o deslocamento. Os principais testes realizados em um laboratório de cimentação são finura, água livre, resistência a compressão, perda de água, reologia, densidade e consistometria.

O teste de consistometria ou de tempo de espessamento é o mais importante, por indicar o tempo em que a pasta tem fluidez para ser bombeada, nas condições de pressão e temperatura do poço.

d) Principais aditivos para a cimentação

Aceleradores de pega – visam diminuir o tempo de espessamento e aumentar a resistência compressiva inicial da pasta. O mais comum é o cloreto de cálcio (CaCl_2), em proporção de 0,5% a 2%. O sal comum (NaCl) também é acelerador a baixas concentrações (até 6%).

Retardadores de pega – servem para retardar o início da pega da pasta, mantendo sua fluidez quando a temperatura e a pressão são muito altas para o uso do cimento sem aditivos. São fabricados à base de lignossulfonatos e seus derivados, ácidos orgânicos, derivados de celulose e derivados de glicose.

Estendedores – utilizados para aumentar o rendimento da pasta ou reduzir a sua densidade. A adição de argilas (bentonita, atapulgita, etc.) faz aumentar o rendimento pela absorção de água, mantendo a pasta mais homogênea e diminuindo a separação da água. O silicato de sódio também reduz a separação da água, sendo mais utilizado do que as argilas, normalmente pré-misturado ao cimento. A adição de agregados de baixa densidade (pozolana, perlita, gilsonita) reduz a densidade da pasta. Em casos especiais pode-se usar nitrogênio ou microesferas cerâmicas para criar pastas excepcionalmente leves.

Redutores de fricção (ou dispersantes) – atuam nas cargas elétricas superficiais das partículas da pasta de cimento, alterando suas propriedades reológicas. Por reduzirem a viscosidade aparente das pastas, possibilitam o bombeio com maior vazão e menor perda de carga.

Controladores de filtrado – atuam reduzindo a permeabilidade do reboco de cimento, formado em frente às zonas permeáveis, e/ou aumentando a viscosidade do filtrado. As pastas de cimento devem apresentar baixa perda de filtrado, de modo a

evitar a desidratação prematura. Os polímeros derivados da celulose e polímeros sintéticos são os redutores de filtração mais utilizados.

e) Acessórios de cimentação

Diversos acessórios são conectados ou afixados à coluna de revestimento, visando garantir o melhor resultado da cimentação. Os principais acessórios são:

A SAPATA

Colocada na extremidade da coluna, serve de guia para a introdução do revestimento no poço, podendo dispor de um mecanismo de vedação para evitar que a pasta, por ser mais pesada que o fluido de perfuração, retorne ao interior do revestimento após seu deslocamento. A figura 4.38 mostra os tipos de sapata. A mais comum é a sapata flutuante (figura 4.38b), com válvula que impede fluxo para o interior da coluna. Durante a descida do revestimento este é preenchido com fluido de perfuração, de modo a evitar diferencial de pressão excessivo, que possa colapsar a tubulação.

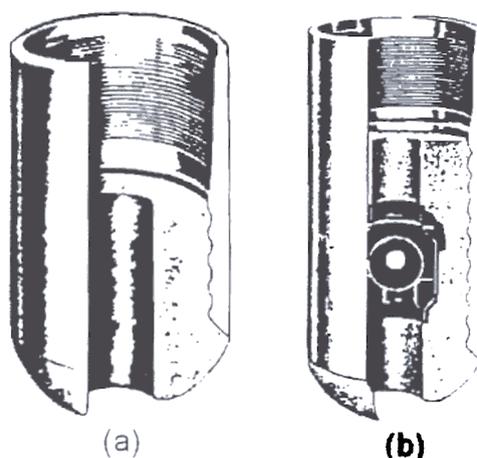


Figura 4.38 – Sapata guia (a) e sapata flutuante (b).

A COLAR

Posicionado 2 a 3 tubos acima da sapata, o colar serve para reter os tampões de cimentação, além de poder receber mecanismos de vedação (flutuante ou diferencial). Normalmente é usado colar flutuante (figura 4.39b). Caso não tenha mecanismo de vedação, é denominado colar retentor (figura 4.39a).

A TAMPÕES

Os tampões são feitos de borracha e auxiliam na cimentação. Normalmente são lançados dois tampões, o de fundo e o de topo, com o objetivo de evitar a contaminação da pasta de cimento. O tampão de fundo tem uma membrana de borracha

de baixa resistência em sua parte central e ao ser lançado na coluna, à frente da pasta de cimento, é por esta deslocado até encontrar o colar (retentor ou flutuante), quando a membrana se rompe e permite a passagem da pasta. A função do tampão de fundo é limpar o interior do revestimento. O tampão de topo é rígido, sendo lançado após a pasta para separá-la do fluido de perfuração que a desloca. Ao completar o bombeio do fluido de deslocamento, o tampão de topo é retido pelo colar, verificando-se um aumento de pressão que indica o final da operação.

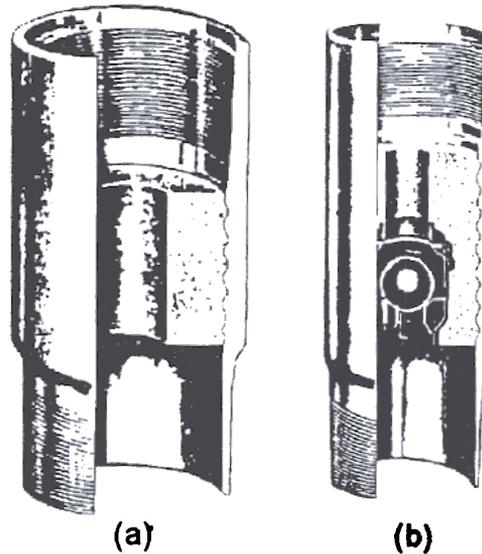


Figura 4.39 – Colar guia (a) e colar flutuante (b).

▲ COLAR DE ESTÁGIO

Posicionado em algum ponto intermediário da coluna, o colar de estágio permite que a cimentação seja feita em mais de uma etapa ou “estágio”, quando o trecho a cimentar é muito extenso ou quando existam zonas críticas muito acima da sapata.

▲ CENTRALIZADORES

São peças compostas por um jogo de lâminas curvas de aço, as quais são fixadas externamente à coluna de revestimento, visando a centralizá-la e causar um afastamento mínimo da parede do poço, para garantir a distribuição do cimento no anular.

▲ ARRANHADOR

O arranhador tem a função de remover mecanicamente o reboco que se forma na parede do poço. Tal remoção é feita através dos movimentos verticais ou de rotação da coluna, empregando-se para cada caso o tipo de arranhador apropriado.

▲ OBTURADOR EXTERNO DE REVESTIMENTO OU ECP (*EXTERNAL CASING PACKER*)

É um tipo de obturador inflável, permanente, que pode ser instalado na coluna de revestimento para promover a vedação do espaço anular em pontos críticos ou para o isolamento de intervalos de interesse, a exemplo de reservatórios naturalmente

fraturados. O ECP também pode ser instalado logo abaixo do colar de estágio, garantindo assim que o cimento do 2º estágio não desça pelo anular, se houver zonas de perdas localizadas abaixo.

Também visando a garantir a boa qualidade da cimentação, são utilizados os **colchões de lavagem**, que são bombeados à frente da pasta de cimento, de modo a evitar a contaminação da pasta pelo fluido de perfuração e vice-versa. Os colchões lavadores também têm a função de auxiliar na remoção do reboco de lama das paredes do poço, possibilitando assim a melhor aderência do cimento.

f) Seqüência operacional de uma cimentação primária típica

Uma operação de cimentação primária típica tem a seguinte seqüência (figura 4.40):

- montagem das linhas de cimentação;
- circulação para condicionamento do poço. Simultaneamente é feita a preparação do colchão de lavagem;
- bombeio do colchão de lavagem;
- teste de pressão das linhas de cimentação, usualmente feito com as linhas cheias de colchão de lavagem. As linhas são testadas até uma pressão superior à máxima pressão prevista durante a operação;
- lançamento do tampão de fundo (opcional);
- mistura da 1ª pasta, mais leve, devendo cobrir o intervalo programado;
- mistura da 2ª pasta, de maior densidade e de maior resistência à compressão normalmente cobre 100 m a 150 m da extremidade inferior da coluna. É mais cara, mas garante uma cimentação mais eficiente da extremidade inferior;
- lançamento do tampão de topo;
- deslocamento com fluido de perfuração;
- pressurização do revestimento para teste de vedação do tampão de topo.

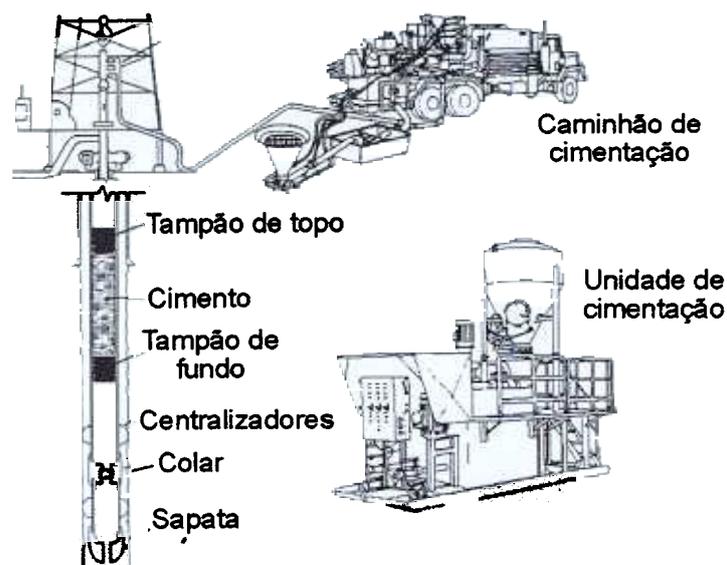


Figura 4.40 – Esquema da cimentação.

Após a pega do cimento, é descida a coluna com broca para cortar as partes internas dos acessórios e condicionar o revestimento. Se houver prosseguimento da perfuração, corta-se também o cimento residual entre o colar e a sapata.

g) Compressão de cimento ou squeeze

É uma operação muito freqüente, normalmente realizada com os seguintes objetivos:

- corrigir a cimentação primária;
- tamponar canhoneados em zona produtora, para reduzir ou eliminar a produção de fluidos indesejáveis;
- reparar vazamentos no revestimento.

Ao se comprimir a pasta contra uma rocha permeável ocorre um processo de filtração com deposição de reboco de cimento na superfície da rocha e penetração do filtrado nos poros. Nas operações de *squeeze*, a pasta de cimento normalmente é bombeada através da coluna de produção, sendo deslocada até a posição desejada por um volume de fluido que permita obter um tampão de pasta hidrostaticamente balanceado (figura 4.41). A pasta é então comprimida em intervalos regulares, aumentando-se gradativamente a pressão, sem se ultrapassar o limite da pressão de fraturamento da formação. Na superfície, o registro de uma carta de pressão permite o acompanhamento da operação (figura 4.42) e, ao final do trabalho, quando a filtração é pequena, a pressão praticamente é estabilizada.

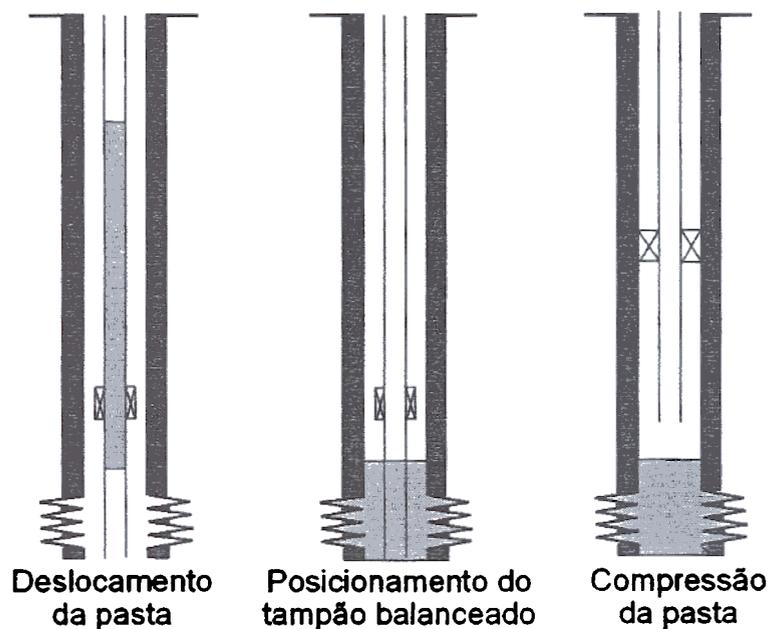


Figura 4.41 – Técnica do tampão balanceado.

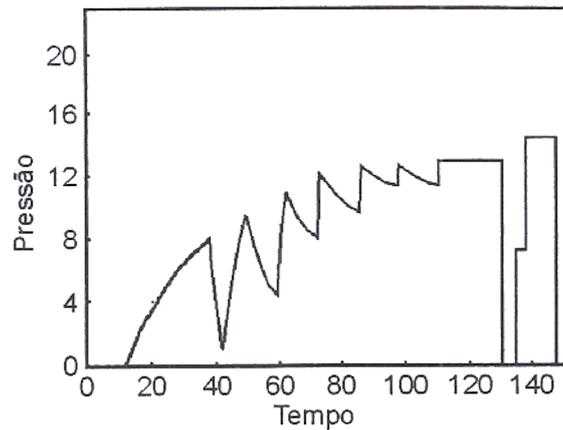


Figura 4.42 – Carta de pressão.

4.5.5 Perfilagem

Após a perfuração de uma fase do poço, geralmente são descidas várias ferramentas com a finalidade de medir algumas propriedades das formações, fundamentais para caracterização e avaliação econômica. A perfilagem é abordada no Capítulo 5.

4.5.6 Movimentação da sonda

Uma vez terminado o poço, é necessário mudar a sonda para a nova localização. Esta operação em terra é conhecida como DTM (Desmontagem, Transporte e Montagem) e consiste em se desmontar a sonda em diversas partes, transportá-la para a nova localização por caminhões ou helicópteros e em seguida montá-la.

No mar, a movimentação é conhecida por DMM (Desmobilização, Movimentação e Mobilização) e consiste na preparação da UPM (Unidade de Perfuração Marítima) para sua movimentação por intermédio de rebocadores ou por propulsão própria e, em seguida, seu posicionamento na nova localização.

4.6 Otimização da perfuração

Otimizar a perfuração é escolher parâmetros de modo a se conseguir uma perfuração econômica e segura. Os elementos que mais influenciam no custo da perfuração estão no programa de revestimento, programa de fluido e programa de brocas.

Os principais elementos de interesse são o número de fases, tipo e profundidade de assentamento do revestimento, tipo de fluido de perfuração e suas propriedades, tipo de broca, peso e rotação sobre a broca (parâmetros mecânicos) e a pressão, vazão e diâmetro dos jatos (parâmetros hidráulicos).

4.6.1 Programa de revestimento

O programa de revestimento é escolhido em função das pressões de poros e de fratura da formação, bem como da estabilidade do poço. Assim, o fluido que está no poço deve fornecer pressão hidrostática maior que a pressão de poros para evitar que o fluido presente na formação invada o poço. Ao mesmo tempo, o fluido deve gerar uma pressão hidrostática menor que a pressão de fratura. Como normalmente há um aumento na pressão de poros com a profundidade, há um aumento correspondente na densidade do fluido de perfuração. Entretanto, a pressão de fratura das formações mais acima limitam a máxima densidade que o fluido de perfuração pode atingir. É necessário, portanto, a descida de uma coluna de revestimento para isolar as formações superiores quando este limite está próximo de ser atingido.

4.6.2 Programa de fluido de perfuração

O programa de fluido é escolhido de acordo com as formações e o tempo em que elas deverão ficar expostas, objetivando evitar problemas de inchamento das argilas, desmoronamentos, alargamentos excessivos, etc.

As propriedades do fluido de perfuração que mais influenciam na taxa de penetração e, conseqüentemente, no custo são a densidade, o teor de sólidos, o filtrado e a viscosidade.

4.6.3 Programa de brocas

O programa de brocas é determinado utilizando os dados de poços de correlação (poços perfurados nas imediações do poço e que apresentam as mesmas formações), dados dos fabricantes e perfis geológicos.

Na comparação entre as brocas é usado o custo métrico dado pela equação:

$$C_M = \frac{C_B + C_H \times (t_p + t_m)}{M_p} \quad (4.2)$$

onde

- C_M = Custo métrico,
- C_B = Custo das brocas,
- C_H = Custo horário da sonda de perfuração,
- t_p = Tempo gasto perfurando,
- t_m = Tempo gasto manobrando,
- M_p = Intervalo perfurado.

A escolha do momento certo para trocar a broca é baseada no acompanhamento do custo métrico em intervalos de tempo predeterminados. Quando este custo começar a aumentar é um bom indicativo da necessidade da troca de broca. Outros parâmetros que devem ser analisados para a retirada de uma broca são o torque na mesa rotativa e a taxa de penetração.

4.6.4 Parâmetros mecânicos

Os parâmetros mecânicos (peso e rotação) a serem utilizados na broca podem ser determinados através de poços de correlação ou modelos matemáticos para a taxa de penetração e o desgaste da broca. Utilizando-se estes modelos, podem ser escolhidos os parâmetros que minimizam o custo do metro perfurado.

A perfurabilidade das formações pode ser estimada através de diversos procedimentos, sendo o mais utilizado o chamado *Drill Off Test*, que consiste em medir o tempo necessário para a diminuição de um determinado valor de peso sobre a broca quando estiver utilizando o freio do guincho.

4.6.5 Parâmetros hidráulicos

A má utilização da energia hidráulica resulta numa ação deficiente da broca sobre a rocha a ser perfurada, uma vez que os dentes da broca têm que retrabalhar os cascalhos acumulados no fundo do poço, além dos cones se apoiarem no colchão formado pelos cascalhos.

Diversas teorias foram desenvolvidas para se encontrar o ponto ótimo dos parâmetros hidráulicos. As mais empregadas são:

- Máxima velocidade nos jatos, utilizando a máxima pressão permissível na bomba. Esta abordagem é pouco usada atualmente.
- Máxima potência nos jatos, utilizando a máxima pressão permissível na bomba.
- Máxima força de impacto.
- Máxima força de impacto efetiva.

É possível também melhorar as condições hidráulicas tamponando um dos jatos da broca ou estendendo todos eles até mais perto da formação. Em formações plásticas é possível utilizar brocas com quatro jatos, para evitar o acúmulo de fragmentos de rocha entre os dentes da broca.

4.7 Operações especiais de perfuração

Durante a perfuração de um poço, várias operações, ditas especiais, podem ocorrer. São elas: controle de *kicks*, operações de pescaria, testemunhagem e teste de formação.

4.7.1 Controle de *kicks*

a) *Formações de pressões normais e anormais*

Uma formação é dita de pressão normal quando a sua pressão de poro for equivalente à pressão hidrostática exercida por uma coluna de água doce ou salgada que se estenda desde a formação até a superfície. Portanto, o gradiente de pressão do

fluido contido em seus poros poderá ter um valor compreendido entre o da água doce ($0,1 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}$) e o da água salgada ($0,107 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}$). Quando o gradiente da formação estiver fora destes limites diz-se que pressão é anormal.

De modo geral, as formações são de pressão normal devido à acumulação de água doce ou salgada nos seus poros. No entanto, diversos fatores associados como, por exemplo, compactação, movimentos tectônicos, rapidez da taxa de deposição, intercomunicação de zonas de pressões diferentes, movimento ascendente das rochas, etc., podem criar formações de pressão anormal.

Em engenharia de petróleo é muito importante o conhecimento das pressões das formações, pois permite perfurar o poço com taxa de penetração mais alta e determinar a profundidade de assentamento das sapatas dos revestimentos com segurança e economia.

Devido à constante preocupação de se detectar a existência de uma formação com pressão anormal foram desenvolvidas técnicas especiais que permitem a sua detecção e avaliação, tais como métodos geofísicos, parâmetros de perfuração, parâmetros do fluido de perfuração, análise dos cascalhos, perfilagem etc.

b) Causas de kick

Uma das principais funções do fluido de perfuração é exercer pressão hidrostática sobre as formações a serem perfuradas pela broca. Quando esta pressão for menor que a pressão dos fluidos confinados nos poros das formações e a formação for permeável, ocorrerá influxo destes fluidos para o poço. Se este influxo for controlável diz-se que o poço está em *kick*; se incontrolável, diz-se em *blowout*.

Dentre as causas comuns da ocorrência do *kick* são citados:

- Peso de lama insuficiente.
- Abastecimento incorreto do poço durante a manobra.

Esta é uma das causas predominantes de *kick*. Ao se retirar a coluna de perfuração do poço, o volume de aço retirado deve ser substituído por um volume equivalente de lama, mantendo a mesma pressão hidrostática no fundo do poço.

A PISTONEIO

Quando se retira a coluna de perfuração do poço são criadas pressões negativas, chamadas de pistoneio, que reduzem a pressão hidrostática efetiva abaixo da broca.

A LAMA CORTADA POR GÁS

O gás contido nos poros de uma formação normalmente se libera dos cascalhos cortados pela broca e se incorpora ao fluido de perfuração. Este gás, ao ser deslocado até a superfície juntamente com o fluido de perfuração, sofre grande expansão e diminui a densidade da mistura. Se o fluido não for convenientemente tratado na superfície, um *kick* pode ser provocado.

⚠ PERDA DE CIRCULAÇÃO

O decréscimo de pressão hidrostática criado por perda de fluido de circulação com o abaixamento do nível do fluido no poço pode permitir a entrada de fluido da formação.

⚠ CIMENTAÇÃO INADEQUADA

No início da pega do cimento pode ocorrer a criação de uma estrutura auto-sustentável com a redução da pressão hidrostática da pasta de cimento.

⚠ OUTRAS CAUSAS

Algumas operações durante a perfuração têm levado poços a entrarem em *kick*, como, por exemplo, a realização de teste de formação. Ocorrendo um *kick*, o poço deve ser fechado, utilizando-se os preventores de erupções ou, BOP.

c) Indícios de kick

Há vários indícios que identificam uma potencial situação de *kick*. Quando previamente reconhecidos e interpretados, eles permitem que sejam tomadas providências apropriadas para se evitar o ganho de grande volume de fluido. Os principais indícios de *kick* são:

- aumento de volume nos tanques de lama;
- aumento de vazão de retorno;
- poço em fluxo com as bombas desligadas;
- diminuição da pressão de bombeio e aumento da velocidade da bomba;
- poço aceitando menos lama que o volume de aço retirado;
- poço devolvendo mais lama que o volume de aço descido no seu interior;
- aumento da taxa de penetração, provocado por um desbalanceamento entre as pressões de poro da formação e hidrostática da lama, causando um esforço no sentido formação-poço que auxilia a ação da broca;
- corte da lama por gás, óleo ou água.

Diz-se que a lama sofre corte pelo fluido contido nos poros de uma formação quando o mesmo for liberado da formação ou dos cascalhos cortados pela broca, passando a incorporar-se à lama.

d) Controle do poço em kick

As principais informações do *kick* são as pressões lidas nos manômetros quando o poço é fechado, e o volume ganho nos tanques.

Estando o poço fechado, o engenheiro prepara um plano para restabelecer o controle do poço, que consiste na circulação do fluido invasor para fora do poço e, quando necessário, na elevação do peso da lama para conter a pressão da formação e evitar novo *kick*.

4.7.2 Pescaria

O termo “peixe” é utilizado na indústria de petróleo para designar qualquer objeto estranho que tenha caído, partido ou ficado preso no poço, impedindo o prosseguimento das operações normais de perfuração. Então, o termo “pescaria” é aplicado a todas as operações relativas à recuperação ou liberação do “peixe”.

Prisão ou ruptura da coluna de perfuração, ruptura da broca ou queda de seus cones, queda de acessórios de perfuração ou de outro equipamento no poço são casos típicos que requerem operações de pescaria.

A pescaria é uma operação sempre indesejável em um poço de petróleo. Traz conseqüências desastrosas à perfuração, tanto no atraso do poço quanto em suas condições mecânicas. Por isso, um ditado comum nos campos de petróleo é: “A melhor técnica de pescaria é evitá-la.”

a) Pescaria de pequenos objetos

Pequenos objetos como mordentes de chave flutuante, cones e rolamentos de brocas, pequenas ferramentas, parafusos, porcas, etc. podem cair no poço. As principais ferramentas usadas para a sua recuperação são:

MAGNETO

Consta de um imã permanente que aprisiona os fragmentos ferrosos. Pode ser descido a cabo ou conectado na extremidade da coluna.

SUBCESTA

É semelhante a um substituto, com compartimento para retenção de pequenos fragmentos metálicos, removidos do fundo do poço por circulação do fluido de perfuração, que sedimentam devido à redução da velocidade de ascensão. É posicionada logo acima da broca.

CESTA DE CIRCULAÇÃO REVERSA

Esta cesta é dotada de uma válvula acionada por uma esfera lançada da superfície que desvia o fluxo do interior da coluna para o seu exterior. A cesta é descida alguns centímetros acima do fundo do poço e o fluxo impulsiona o “peixe” para o interior da cesta.

b) Pescaria de elementos tubulares

As principais causas de pescaria de elementos tubulares são desenroscamento da coluna, quebra da coluna, queda da coluna no poço e prisão da coluna.

No caso de prisão da coluna, o primeiro passo é determinar o ponto de prisão para recuperar a porção livre da mesma. Após a determinação deste ponto, uma carga explosiva é descida e posicionada em frente à conexão logo acima do ponto de prisão. Em seguida, a coluna é submetida a uma torção à esquerda (sentido de

desenroscamento) e a carga é explodida. Com o impacto, a conexão se desenrosca e a coluna é retirada do poço. Desce-se, então, uma coluna de pescaria contendo na extremidade inferior uma ferramenta agarradora e percursos para permitir impactos no “peixe” para baixo ou para cima.

c) Pescaria de ferramentas descidas a cabo

Algumas vezes, ao se operar com ferramentas descidas a cabo, pode ocorrer a ruptura deste e, conseqüentemente, levar a uma operação de pescaria. Nestes casos, usa-se um arpão para pescar o cabo. O arpão é descido no poço com uma coluna de tubos de perfuração. O cabo partido se enrosca às garras do arpão, enquanto se gira a coluna de perfuração.

4.7.3 Testemunhagem

A testemunhagem é o processo de obtenção de uma amostra real de rocha de subsuperfície, chamado testemunho, com alterações mínimas nas propriedades naturais da rocha. Com a análise deste testemunho obtém-se informações referentes à geologia, engenharia de reservatórios, completação e perfuração, tais como litologia, textura, porosidade, permeabilidade, saturação de óleo e água, etc.

a) Testemunhagem com barrilete convencional

A operação de testemunhagem com barrilete convencional consiste na descida de uma broca vazada, conhecida como coroa, e dois barriletes, um externo, que gira com a coluna, e outro interno, onde irá se alojar o testemunho. Durante a operação, à medida que a coroa avança, o cilindro de rocha não perfurado é encamisado pelo barrilete interno e posteriormente trazido à superfície.

Neste processo, é possível obter testemunhos de 9, 18 ou 27 metros, conforme a composição da coluna.

b) Testemunhagem a cabo

Na testemunhagem com barrilete convencional, ao final de cada corte de um testemunho é necessário trazer a coluna à superfície através de uma manobra, o que aumenta o tempo e o custo da operação. Assim, foi desenvolvida a testemunhagem a cabo, onde o barrilete interno pode ser removido até à superfície sem a necessidade de se retirar toda a coluna.

c) Testemunhagem lateral

Algumas vezes ocorrem mudanças inesperadas na coluna estratigráfica e pode haver a necessidade de se testemunhar alguma formação já perfurada. Nestes casos, emprega-se o método de testemunhagem lateral.

O método utiliza uma ferramenta percussiva e o seu princípio fundamental é muito simples: cilindros ocos, presos por cabos de aço a um canhão, são arremessados contra a parede da formação para retirar amostras da rocha.

Ao se retirar o canhão até a superfície, são arrastados os cilindros contendo as amostras retiradas da formação.

4.8 Perfuração direcional

4.8.1 Controle da verticalidade em poços verticais

Não existe poço rigorosamente vertical, pois o poço desvia-se naturalmente da vertical. Estes desvios devem ser quantificados e, se ultrapassarem certos limites de inclinações, normalmente 5°, ações corretivas devem ser implementadas no sentido de reduzir a sua inclinação. Poços verticais que se desviam bastante da vertical trazem problemas de mapeamento de subsuperfície e podem atingir a profundidade final numa posição bastante afastada do objetivo desejado. Estes poços são denominados de tortuosos.

Existem várias causas que determinam a perfuração de um poço tortuoso. As mais importantes são a variação das características das formações (dureza, inclinação, etc.), mudança brusca no peso sobre a broca, diâmetro de poço grande para os comandos usados, perfuração com coluna não estabilizada e desbalanceamento dos parâmetros de perfuração (peso sobre broca e rotação). A mudança brusca na trajetória do poço traz sérios problemas à perfuração, tais como:

- desgaste por fadiga dos tubos de perfuração devido às tensões cíclicas causadas pela rotação do tubo num trecho de desvio excessivo;
- formação de chavetas, que são sulcos que aparecem no trecho de desvio excessivo, devido às ações de compressão e rotação dos tubos na parede do poço. No momento da retirada da coluna, os comandos podem ficar retidos nestes sulcos causando uma prisão de coluna;
- dificuldade na descida de colunas de revestimentos.

4.8.2 Perfuração de poços direcionais

A perfuração direcional é a técnica de, intencionalmente, desviar a trajetória de um poço da vertical, para atingir objetivos que não se encontram diretamente abaixo da sua locação na superfície. Os poços direcionais são perfurados com várias finalidades (figura 4.43), dentre as quais se destacam:

- controlar um poço em *blowout* através da perfuração de poços de alívio;
- atingir formações produtoras que estejam abaixo de locações inacessíveis, tais como rios, lagos, cidades, etc;
- desviar a trajetória do poço de acidentes geológicos, tais como domos salinos e falhas;
- perfurar vários poços de um mesmo ponto, como é o caso da produção através de plataformas marítimas;
- desviar poços que tiveram o trecho final perdido por problemas operacionais, como, por exemplo, a prisão da coluna de perfuração.

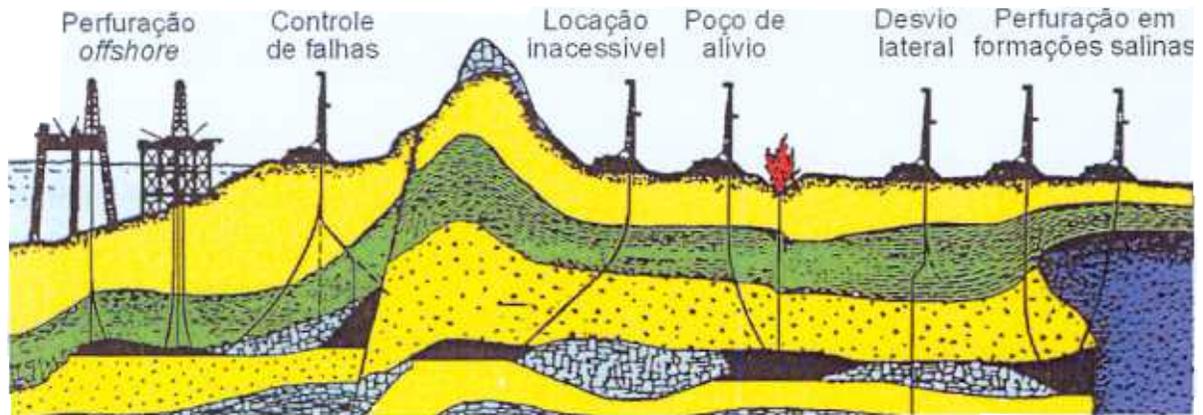


Figura 4.43 – Causas de poços direcionais.

a) Elementos e planejamento de um poço direcional

Os principais elementos de um poço direcional são a profundidade do ponto de desvio ou KOP (*kick-off point*), o afastamento horizontal, a direção locação-objetivo, a profundidade vertical final do poço e a inclinação do trecho reto inclinado.

Os poços direcionais podem ser agrupados em três tipos (figura 4.44):

Tipo I – neste tipo, o ponto de desvio é raso e o trecho inclinado prossegue até atingir o objetivo.

Tipo II – o ponto de desvio é também raso e o trecho inclinado prossegue até se conseguir o afastamento lateral projetado. O poço é trazido para a vertical e assim prossegue até atingir o objetivo.

Tipo III – é semelhante ao Tipo I, porém o objetivo é atingido na fase de crescimento de inclinação.

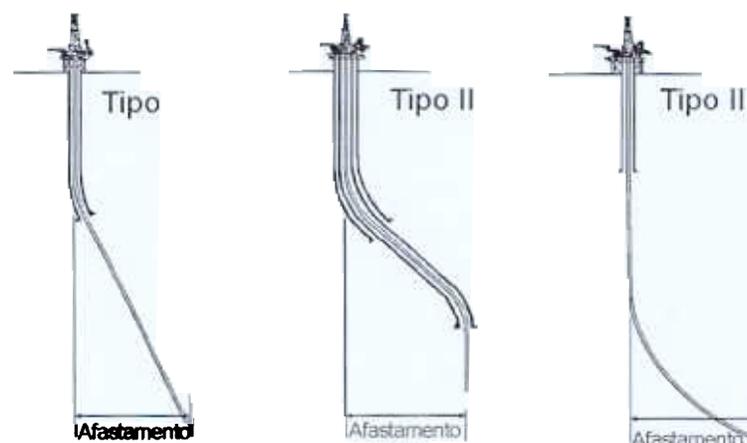


Figura 4.44 – Tipos de poços direcionais.

Atualmente, um tipo particular de poço direcional está em evidência por proporcionar um aumento da produtividade e da recuperação final de hidrocarbonetos.

É o chamado poço horizontal. Este poço possui um trecho reto que é perfurado horizontalmente dentro da formação produtora, aumentando assim sua área de drenagem no reservatório. Existem também os poços de longo alcance, *Extended-Reach Wells*, onde o objetivo está bastante afastado horizontalmente da sua localização na superfície (existem poços onde este afastamento é de mais de 10 km), e os poços multilaterais, que são poços ramificados a partir de uma mesma localização na superfície.

Após a decisão sobre o tipo de poço direcional a ser perfurado, o seu curso é então planejado, tanto no plano vertical, definido pelas posições da localização e do objetivo, quanto no plano horizontal. Através de instrumentos que registram a direção e a inclinação do poço, o engenheiro de petróleo tem condições de interferir na trajetória do poço, e tomar providências para executá-lo conforme projetado.

b) Instrumentos de orientação

Single Shot – Este instrumento é lançado por dentro da coluna, indo se alojar em um comando especial conhecido como “K-Monel”, de material não-magnético, acima da broca para registrar, numa única foto, a direção e a inclinação do poço, conseguidos através de uma bússola e um pêndulo, respectivamente. Após a tomada da foto, o instrumento é retirado a cabo para interpretação da leitura na superfície.

Multishot – Ao contrário do *Single Shot*, que registra apenas uma foto de cada vez, este instrumento registra um número grande de fotos por possuir um pequeno filme fotográfico. O instrumento é descido pelo interior da coluna até alojarse no “K-Monel”.

Giroscópio – Neste instrumento, a bússola é substituída por um giroscópio. Ele é utilizado em situações nas quais existem interferências magnéticas, como é o caso de poços revestidos.

Atualmente existem ferramentas que permitem o registro contínuo e instantâneo da inclinação e da direção do poço. Um deles, conhecido como MWD (*Measurement While Drilling*), envia as informações de inclinação e direção através do fluido de perfuração, em forma de pulsos de pressão, que são captados e interpretados na superfície. Num outro tipo, o *Steering Tool*, um cabo elétrico transmite as informações desejadas durante a fase em que um motor de fundo ou turbina é utilizado.

c) Operação de desvio

Atingida a profundidade de desvio (KOP), a coluna de perfuração é retirada e desce-se uma coluna conforme ilustrado na figura 4.45. O motor é operado pela circulação do fluido de perfuração que passa entre um estator solidário ao corpo do motor e um rotor acoplado à broca. Assim, parte da potência hidráulica é convertida em movimento rotativo da broca, enquanto que a coluna de perfuração permanece estacionária. Acima do motor de fundo está instalado um *sub* torto, cuja função é desviar o motor de fundo da vertical, apontando-o para a direção na qual o poço deve ser perfurado.

Esta coluna é descida no poço e então orientada para a direção desejada. Através do bombeio do fluido de perfuração a broca gira pela ação do motor de fundo

e o poço vai gradativamente ganhando ângulo e se dirigindo para a direção desejada. Durante esta fase, registros de direção e inclinação do poço são tomados constantemente para determinação da trajetória do poço. Quando o operador julgar que o poço já se encontra na trajetória correta, retira a coluna com o motor de fundo e desce uma coluna normal de perfuração, com estabilizadores, e perfura até o objetivo final do poço. Se uma correção de trajetória se fizer necessária, o motor de fundo é descido novamente e orientado.

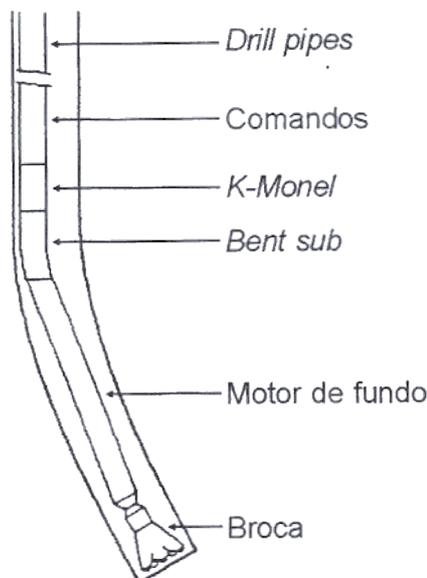


Figura 4.45 – Coluna de desvio.

A utilização de motores de fundo em associação com o MWD tornou as operações de desvio mais simples e econômicas. O motor de fundo, chamado de *steerable*, possui uma deflexão no seu corpo para ter o mesmo efeito do *bent-sub*. Quando o operador deseja alterar a trajetória do poço, ele orienta a coluna na direção desejada e perfura utilizando apenas o motor de fundo. Quando a direção é atingida, a perfuração prossegue utilizando também a mesa rotativa, perfurando sem manobra, em linha reta.

4.9 Perfuração marítima

As primeiras Unidades de Perfuração Marítima (UPM) eram simplesmente sondas terrestres montadas sobre uma estrutura para perfurar em águas rasas. Eram empregadas as mesmas técnicas utilizadas em terra, que funcionaram com sucesso por algum tempo. Mas a necessidade de se perfurar em águas mais profundas fez surgir novos tipos de equipamentos e técnicas especiais orientadas especificamente à perfuração marítima.

4.9.1 Tipos de unidades

Existem basicamente dois tipos de Unidades de Perfuração Marítima: as com o BOP na superfície, tais como as plataformas fixas, as auto-eleváveis, as submersíveis e as *tension legs* e as com BOP no fundo do mar, conhecidas como unidades flutuantes, tais como as semi-submersíveis e os navios-sonda.

O emprego de cada um destes tipos fica condicionado à lâmina d'água (distância que vai do fundo do mar até a superfície da água), condições de mar, relevo do fundo do mar, finalidade do poço, disponibilidade de apoio logístico e, principalmente, à relação custo/benefício.

a) Plataformas fixas

As plataformas fixas (figura 4.46) foram as primeiras unidades utilizadas. Têm sido preferidas nos campos localizados em lâminas d'água de até 300 metros e são responsáveis por grande parte do petróleo produzido no mar.



Figura 4.46 – Plataforma fixa do Campo de Garoupa, na Bacia de Campos.

Geralmente as plataformas fixas são estruturas moduladas de aço que são instaladas no local de operação com estacas cravadas no fundo do mar. Devido aos altos

custos envolvidos no projeto, construção e instalação da plataforma, sua aplicação se restringe ao desenvolvimento de campos já conhecidos, onde vários poços são perfurados, sendo um vertical e os outros direcionais.

As plataformas fixas são projetadas para receberem todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, bem como todas as instalações necessárias para a produção dos poços.

b) Plataformas auto-eleváveis

As plataformas auto-eleváveis (PAs) (figura 4.47), são constituídas, basicamente, de uma balsa equipada com estruturas de apoio, ou pernas, que acionadas mecânica ou hidraulicamente movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível da água, a uma altura segura e fora da ação das ondas.



Figura 4.47 – Plataforma auto-elevável.

São plataformas móveis, sendo transportadas por rebocadores ou com propulsão própria, destinadas à perfuração de poços exploratórios na plataforma continental, em lâminas d'água que variam de 5 a 130 metros.

Devido à estabilidade desta unidade, as operações de perfuração são semelhantes às realizadas em terra. Os revestimentos são assentados no fundo do mar e estendidos até a superfície, abaixo da subestrutura. Aí é conectado o equipamento de segurança e controle de poço (ESCP), que é similar ao utilizado em terra.

Estatisticamente, este é o tipo de unidade de perfuração marítima que tem sofrido maior número de acidentes. As operações de elevação e abaixamento são críticas e sofrem bastante influência das condições de tempo e mar. Nos deslocamentos apresentam dificuldades quanto ao reboque e, para grandes movimentações, devem ser retiradas seções das pernas para melhorar sua estabilidade.

c) Plataformas submersíveis

As plataformas submersíveis constam de uma estrutura montada sobre um flutuador, utilizadas basicamente em águas calmas, rios e baías com pequena lâmina d'água. São deslocadas até a locação com auxílio de rebocadores. Ao chegar na locação, são lastreadas até seu casco inferior se apoiar no fundo, em geral macio e pouco acidentado. A sua utilização é limitada devido à sua pequena capacidade de lâmina d'água.

d) Plataformas flutuantes

As plataformas flutuantes podem ser semi-submersíveis (figura 4.48) ou navios-sonda (figura 4.49). As primeiras são compostas, basicamente, de uma estrutura com um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos. Os navios-sonda foram inicialmente adaptados, mas hoje são projetados especialmente para a perfuração.



Figura 4.48 – Plataforma semi-submersível.



Figura 4.49 – Navio-sonda. (Foto de autoria de Enrique Fernandez, 1987).

Uma unidade flutuante sofre movimentações devido à ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar os equipamentos a serem descidos no poço. Assim, é necessário que ela fique posicionada na superfície do mar, dentro de um círculo com raio de tolerância ditado pelos equipamentos de subsuperfície, operação a ser executada e lâmina d'água. Dois tipos de sistemas são responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: sistema de ancoragem e sistema de posicionamento dinâmico.

O sistema de ancoragem é constituído por oito a 12 âncoras e cabos e/ou correntes atuando como molas que produzem esforços capazes de restaurar a posição do flutuante, modificada pela ação das ondas, ventos e correntezas.

No sistema de posicionamento dinâmico não existe ligação física da UPM com o fundo do mar, exceto a dos equipamentos de perfuração. Sensores de posição determinam a deriva e propulsores no casco acionados por computador restauram a posição da plataforma.

Devido ao alto grau de liberdade dos movimentos da UPM durante as operações de perfuração, os revestimentos ficam apoiados no fundo do mar por intermédio de sistemas especiais de cabeça de poço submarino. Sobre estes se conectam os equipamentos de segurança e controle de poço, sendo que o retorno do fluido de perfuração à superfície é feito através de uma coluna, chamada *Riser*, que se estende até a plataforma.

As plataformas flutuantes podem ter ou não propulsão própria. De qualquer forma, possuem grande mobilidade, sendo preferidas para a perfuração de poços exploratórios.

e) Plataforma Tension Leg

São plataformas usadas para desenvolvimento de campos. Sua estrutura é bastante similar à plataforma semi-submersível, sendo que suas pernas principais são ancoradas no fundo do mar por meios de cabos tubulares (figura 4.50).

O grau de flutuação da plataforma possibilita que as pernas mantenham-se tracionadas, reduzindo severamente o movimento da plataforma. Assim, as operações de perfuração e de completação são iguais às das plataformas fixas.



Figura 4.50 – *Tension Leg*.

4.9.2 Sistemas de cabeça de poço submarino

A perfuração de poços de petróleo no mar apresenta dois aspectos diferentes: a perfuração com o BOP na superfície como nas sondas fixas e nas PAs e a com BOP no fundo do mar como nas semi-submersíveis e nos navios (figura 4.51).



Figura 4.51 – Tipos de sondas marítimas.

Em qualquer um dos sistemas as colunas de revestimento são sempre ancoradas no fundo do mar evitando sobrecarga na sonda, resultando em maior estabilidade da plataforma e facilidades para o abandono do poço.

a) Sistema de cabeça de poço para plataformas fixas e auto-eleváveis

Em poços perfurados com plataforma fixa ou auto-elevável, o sistema de suspensão de fundo do mar permite ancorar os revestimentos após a sua cimentação, abandonar o poço e retornar a ele (*tie-back*) quando necessário.

Mesmo com os revestimentos ancorados no fundo do mar, há necessidade de um cabeçal de superfície, que tem a função de vedação secundária e de sustentação do peso dos tubos de revestimentos que se encontram acima do fundo do mar.

Se o poço não for completado para produção logo após a perfuração, ele será abandonado, temporariamente, e tamponado. Após este tamponamento e a desmontagem da cabeça de superfície do poço, os revestimentos acima do fundo do mar são desconectados e retirados.

b) Sistema de cabeça de poço para plataformas flutuantes

Numa plataforma flutuante todo o sistema de cabeça de poço fica localizado no fundo do mar. Desta forma, as cargas provenientes da ancoragem dos revestimentos intermediários e de produção são absorvidas pelo condutor e revestimento de superfície que, por sua vez, pode descarregar parte desta carga sobre bases especiais que trabalham como fundação submarina para o poço.

O mesmo ocorre com as cargas provenientes dos equipamentos de segurança e controle do poço durante a perfuração, e com os equipamentos de controle da produção, após a completação do poço.

Os sistemas de cabeça de poço submarino para unidades de perfuração flutuantes podem ser de dois tipos: sistema com cabos guias (*Guideline System*) e sistema sem cabos-guias (*Guidelineless System*).

O sistema com cabos guias é mais utilizado para a perfuração de poços em lâminas d'água até cerca de 400 m.

O primeiro equipamento a ser descido ao fundo do mar é a BGT (base guia temporária), cuja função é ancorar quatro cabos de aço para prover um guia primário efetivo para o início da perfuração do poço (figura 4.52).

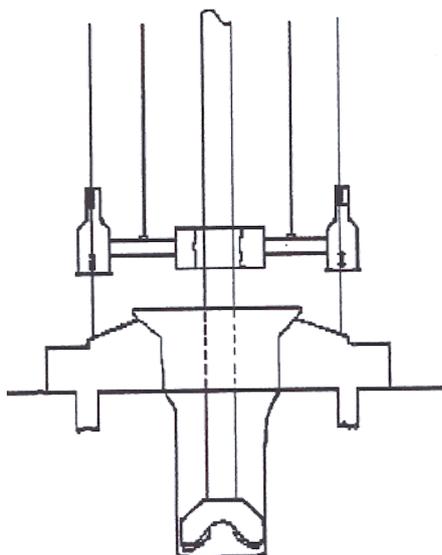


Figura 4.52 – Perfuração da 1ª fase.

Após o assentamento da BGT, é descida a coluna de perfuração, constituída de broca de 26" e alargador de 36", para a perfuração da 1ª fase do poço. A fase é perfurada com água do mar e retorno dos cascalhos diretamente para o fundo do mar.

Após a perfuração do poço de 36", é descido o condutor de 30" juntamente com a BGP (base guia permanente) (figura 4.53).

O conjunto BGP, alojador e condutor de 30" é montado na superfície e descido simultaneamente no poço de 36". Em seguida é cimentado o condutor de 30" em toda a sua extensão. Logo após tem início a perfuração da fase seguinte, com broca de 26", utilizando também água do mar e com retorno dos cascalhos para o fundo do mar.

Após a perfuração do poço de 26", é descido e cimentando o revestimento de superfície de 20", que recebe na extremidade superior um alojador de alta pressão.

Este alojador tem como funções promover a integração do revestimento de superfície com os demais componentes, permitir a conexão dos equipamentos de segurança e controle do poço, servir de sede para os suspensores dos revestimentos intermediários e de produção e conectar os equipamentos de produção na fase de produção do poço. O alojador de alta pressão é usualmente especificado com diâmetro interno nominal de 18'3/4" e pressão de trabalho de 10.000 psi. Em geral, é

dimensionado para receber três suspensores com diâmetros nominais internos de 13 3/8", 9 5/8" e 7".

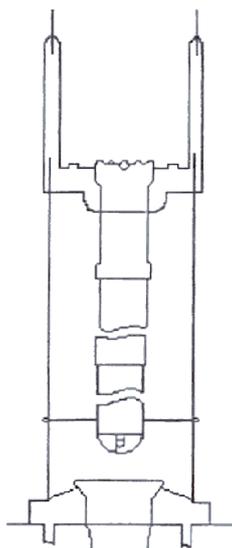


Figura 4.53 – Descida da BGP.

Após a cimentação do revestimento de superfície, descem e são conectados o BOP e o *riser*, que permitirão a perfuração das fases seguintes até a conclusão do poço.

Nem sempre a completação e produção do poço ocorrem ao final da sua perfuração. Assim, para possibilitar a saída da plataforma de perfuração e manter a cabeça do poço em condições de reutilização, uma capa de abandono é instalada. A capa de abandono reveste o topo do alojador de alta pressão, protegendo as áreas de vedação contra a ação do meio ambiente e quedas de equipamento ou material durante a movimentação da plataforma. Esta capa pode ser instalada por mergulhadores ou com ferramentas próprias, utilizando-se os cabos guias para facilidade de assentamento.

O sistema sem cabos guias é utilizado para operações em lâminas d'água profundas com unidades flutuantes dotadas de sistema de posicionamento dinâmico.

O solo marinho em lâminas d'água profundas apresenta-se, em geral, pouco consolidado e sem estabilidade, para a BGT e para o poço, durante a perfuração da primeira fase. O sistema desenvolvido pela Petrobras acrescenta um tubulão, usualmente com 46" ou 42" de diâmetro externo, que desce conectado à BGT.

Este conjunto BGT/tubulão é descido até o fundo do mar, onde o tubulão é assentado com 12 a 14 metros de profundidade, utilizando-se um processo de jateamento da área interna inferior do mesmo.

A ferramenta de assentamento da BGT foi desenvolvida de modo a permitir a perfuração do poço de 36" após o assentamento do tubulão, sem a necessidade de retirada da coluna.

As principais diferenças implementadas nas BGP *guidelineless* são na forma e tamanho. Estas são maiores e mais altas, para facilitar a sua localização, e possuem estrutura guia em forma de funil. Não possuem os postes guias que compõem as BGP

guideline e são mais resistentes, como consequência dos maiores esforços impostos pela longa coluna de *riser*.

Os alojadores de alta pressão utilizados em sistemas para águas profundas diferem dos similares convencionais apenas na especificação do diâmetro nominal interno. Na medida em que cresce a lâmina d'água aumentam os esforços atuantes sobre a coluna de *riser*. Para solucionar este problema, são empregadas colunas de menor diâmetro, possibilitando a redução do diâmetro nominal do alojador de alta pressão para 16 3/4".

A diminuição do diâmetro nominal do alojador ocorreu em grande parte porque as primeiras unidades flutuantes com posicionamento dinâmico eram navios-sonda e possuíam capacidade reduzida de carga.

Os demais equipamentos e componentes empregados nos sistemas *guidelineless*, tais como suspensores, elementos de vedação e capa de abandono são estruturais e conceitualmente idênticos aos usados nos sistemas *guideline*.

4.9.3 Cabeça de poço em sondas flutuantes

Nas plataformas flutuantes, conforme já mencionado, os equipamentos que compõem a cabeça do poço ficam instalados no fundo do mar, distantes da plataforma.

Esta maior distância e a impossibilidade de abandono do local em curto espaço de tempo conduziram a uma série de modificações nestes equipamentos, tornando-os mais seguros e confiáveis.

Para fazer face aos esforços extras a que estão submetidos, os conjuntos BOP submarinos têm seus componentes integrados em uma estrutura que apresenta maior resistência e confiabilidade, compondo o BOP *stack*.

O BOP *stack* é acoplado ao *housing* de alta pressão por um conector hidráulico. Possui gavetas vazadas, gaveta cisalhante, válvula anular, linhas de *choke* e *kill* e válvulas associadas. O BOP submarino possui também um sistema de acionamento remoto e acumuladores submarinos de fluido de acionamento de modo a permitir que as funções principais do BOP (abertura e fechamento das válvulas, etc.) possam ser acionadas sem a necessidade de suprimento da superfície.

A esta configuração tradicional inclui-se uma segunda porção, chamada *lower marine riser* (LMR), que é acoplada ao BOP *stack* também por um conector. O LMR pode ser desconectado remotamente do BOP *stack*, permitindo assim uma saída rápida e abandono do poço em casos extremos de ocorrência de acidentes.

Integram o *riser*, também, as linhas de *kill* e *choke* e a linha para acionamento do BOP. Nas plataformas que operam em lâminas d'água profunda é comum a utilização de mais uma linha para permitir a injeção de fluido de perfuração, aumentando a vazão e possibilitando uma melhor remoção dos cascalhos no interior das longas colunas de *riser*.

As colunas de *riser* não são resistentes a altas pressões. Em operações de controle de influxo ou erupção, com o BOP fechado, o fluido passa a retornar pela linha de *choke*, que tem a resistência requerida. Além disto, são utilizadas válvulas

de segurança nos pontos de conexão com o BOP, mantidas automaticamente fechadas ou abertas hidráulicamente. Em caso de queda da pressão na linha de acionamento, intencionalmente ou por vazamento, estas válvulas se fecham automaticamente.

As válvulas direcionadoras para realizar funções no BOP são acionadas remotamente, empregando-se comandos hidráulicos ou elétricos multiplexados. Os comandos hidráulicos são utilizados em plataformas flutuantes convencionais e os comandos multiplexados em plataformas para perfuração em lâminas d'água profunda. Em ambos os casos os comandos são enviados da superfície por meio de ligação física com o BOP, utilizando mangueira ou cabo elétrico multiplexado.

Além disto, os conjuntos BOP submarinos para grandes lâminas d'água possuem um dispositivo de acionamento de emergência que aciona funções necessárias a uma desconexão rápida do LMR com um único toque de botão. Possui ainda um sistema de acionamento acústico que permite esta mesma desconexão, no caso de perda da ligação física, por rompimento dos cabos elétricos ou defeito no sistema.

Os conectores hidráulicos permitem que sejam feitas ou desfeitas as conexões entre BOP/housing e BOP/LMR através de acionamento remoto da superfície.

4.9.4 Movimentos de uma sonda

Os movimentos de uma sonda são considerados em um sistema de eixos XYZ e divididas em seis categorias, sendo três de rotação e três de translação, figura 4.54.

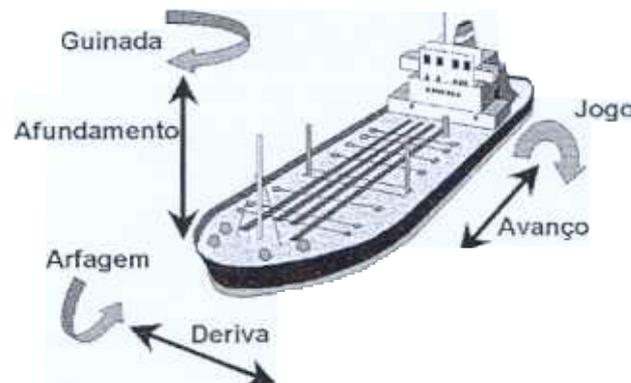


Figura 4.54.

a) Movimentos na horizontal

- Avanço ou *Surge*, que é a translação na direção X
- Deriva ou *Sway*, translação na direção Y.
- Guinada ou *Yaw*, rotação em torno do eixo Z.

b) Movimentos na vertical

- Afundamento ou *Heave*, translação na direção Z.
- Jogo ou *Roll*, rotação em torno do eixo X.
- Arfagem ou *Pitch*, rotação em torno do eixo Y.

Os movimentos que trazem maiores inconvenientes para a perfuração são os que se desenvolvem no plano vertical, principalmente o afundamento.

4.9.5 Equipamentos auxiliares

A perfuração de poços com unidades flutuantes utiliza alguns equipamentos auxiliares, que minimizam os efeitos dos movimentos da plataforma. Os principais são:

a) Tensionadores do riser

A coluna de *riser* interliga o BOP, estacionário no fundo do mar, à plataforma que está em constante movimento. Torna-se necessária a utilização de equipamentos que minimizem os efeitos destes movimentos. Assim, as colunas de *riser* são normalmente fixadas à plataforma por meio de sistemas compensadores, sendo utilizada acima do ponto de fixação uma junta telescópica, que permite o movimento de translação vertical. Juntas flexíveis instaladas nas porções inferior e superior do *riser* permitem os seus movimentos de translação e rotação no plano horizontal. A fixação da coluna de *riser* aos cabos tensionadores é feita utilizando um anel rotativo que também permite a rotação da plataforma no plano vertical.

b) Compensadores de movimento

O sistema de compensação é utilizado na sustentação da coluna de perfuração, mantendo constante o peso sobre a broca. Os compensadores de movimento constituem-se de sistemas hidráulico-pneumáticos que funcionam utilizando grande volume de ar comprimido a uma pressão determinada. Esta pressão é transmitida a um circuito fechado de fluido que atua sobre um pistão, em cuja extremidade prende-se a carga que se deseja compensar. A expansão e compressão do ar com um volume adequado faz com que, mesmo quando o pistão se desloca acompanhando o movimento da plataforma, a carga suspensa desenvolvida permaneça praticamente constante.



AVALIAÇÃO DE FORMAÇÕES

Denominam-se “Avaliação de Formações” as atividades e estudos que visam definir em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma jazida petrolífera, isto é, a sua capacidade produtiva e a valoração das suas reservas de óleo e gás. A avaliação das formações baseia-se principalmente na perfilagem a poço aberto, no teste de formação a poço aberto, nos testes de pressão a poço revestido e na perfilagem de produção.

Concorrem também para a avaliação de uma formação todas as informações anteriores à perfilagem do intervalo de interesse, sejam elas obtidas na etapa do estudo geológico e geofísico da área ou na etapa de perfuração do poço. A integração de todos os dados disponíveis permite a avaliação efetiva do reservatório.

O processo se inicia com a perfuração do poço pioneiro, cuja locação é definida no estudo geológico e geofísico, basicamente a partir de dados sísmicos. Durante a perfuração do poço, vários indícios podem indicar a possibilidade da presença de hidrocarbonetos numa determinada formação. Esses indícios são observados nas amostras de calha das rochas perfuradas, em testemunhos e em *kicks*, assim como pela velocidade de perfuração, pelo detetor de gás, etc.

A chamada perfilagem final, executada ao término da perfuração do poço, permite obter informações importantes a respeito das formações atravessadas pelo poço: litologia (tipo de rocha), espessura, porosidade, prováveis fluidos existentes nos poros e suas saturações. A maior limitação da perfilagem é a pequena extensão de seu raio de investigação lateral, de modo que apenas a vizinhança do poço é analisada pela perfilagem.

Com base na análise dos perfis, decide-se quais intervalos do poço são de interesse econômico potencial para se executar os testes de formação. Se não houver intervalos de interesse o poço é abandonado. Os testes de formação têm sido amplamente utilizados na indústria petrolífera para se estimar a capacidade produtiva do poço.

Apesar dos indícios obtidos durante a perfuração e a perfilagem indicarem a presença de hidrocarbonetos na formação, isto não significa que possam ser produzidos economicamente. Somente o teste de formação (isto é, somente a colocação do poço em fluxo) poderá confirmar, com segurança, a presença de hidrocarbonetos na formação e fornecer dados a respeito das condições de fluxo nas imediações do poço.

5.1 Perfilagem a poço aberto

O perfil de um poço é a imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas (resistividade elétrica, potencial eletroquímico natural, tempo de trânsito de ondas mecânicas, radioatividade natural ou induzida, etc.). Tais perfis, obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem (sonda) dentro do poço, são denominados genericamente de perfis elétricos, independentemente do processo físico de medição utilizado.

5.1.1 Fundamentos de perfilagem

Para todos os efeitos, uma rocha sedimentar pode ser dividida em duas partes:

- A “matriz”, englobando toda a parte sólida da rocha, independente de sua origem terrígena ou carbonática.
- Os “poros”, ou tudo aquilo que é vazio na rocha e que pode ser preenchido por fluidos, tanto de origem primária, adquirida durante a deposição, quanto secundária ou subsequente, como fraturas e dissoluções de parte da matriz, conforme comentado no item 2.1.2.

A resistividade é a propriedade da rocha permitir ou não a passagem de uma corrente elétrica. Considerando uma caixa cheia de água com resistividade igual a R_w , a porosidade será igual a 100%, uma vez que não existe rocha. Ao se colocar grãos de sílica (isolante) dentro da caixa, verifica-se que a resistividade da mesma (R_o) aumenta proporcionalmente ao número de grãos, enquanto que a porosidade diminui proporcionalmente. Então, a resistividade de uma rocha, R_o , varia na razão direta da resistividade da água e inversa da porosidade. A resistividade de uma rocha completamente saturada por água é dada por:

$$\frac{aR_w}{\phi^m} \quad (5.1)$$

onde a é o coeficiente de tortuosidade ou litológico, m é o coeficiente de cimentação e ϕ é a porosidade.

No caso em que a rocha contenha gás, óleo e/ou água em seus poros, a resistividade da rocha aumentará consideravelmente devido à capacidade isolante da fração hidrocarboneto. A resistividade da rocha contendo hidrocarbonetos, R_t , é função de R_o , pois diminuindo a salinidade da água contida na rocha, por exemplo, diminui-se R_t também. Da mesma maneira, R_t é inversamente proporcional à saturação de água S_w .

A expressão final para R_t é chamada Lei de Archie (1942) e é dada por:

$$R_t = \frac{aR_w}{\phi^m S_w^n} \quad (5.2)$$

onde n geralmente é denominado de coeficiente ou expoente de saturação.

Os valores mais comuns para a e m são: $0,62 < a < 0,81$ e $2 < m < 2,15$ para rochas terrígenas ou $a = 1$ e $m = 2$ para rochas carbonáticas. O valor usual de n é 2, porém medidas de laboratório devem ser feitas para maior acuracidade.

Portanto, para a determinação da saturação de água em um reservatório contendo hidrocarbonetos, três incógnitas precisam ser encontradas. A incógnita R_w pode ser obtida através do perfil que mede o potencial espontâneo das rochas, embora seja preferível recuperar a água do reservatório e analisá-la em laboratório. A R_t pode ser obtida através de leituras diretas nos perfis elétricos convencionais ou indutivos, e a porosidade pode ser obtida por perfil sônico, perfil de densidade ou perfil neutrônico.

Os parâmetros a , m e n podem ser obtidos em laboratório, da experiência da área ou dos próprios perfis.

5.1.2 Tipos de perfis

Potencial Espontâneo – SP: Este perfil mede a diferença de potencial entre dois eletrodos, um na superfície e outro dentro do poço. Permite detectar as camadas permoporosas, calcular a argilosidade das rochas e auxiliar na correlação de informações com poços vizinhos.

Raios Gama – GR: Detecta a radioatividade total da formação geológica. Utilizado para a identificação da litologia, a identificação de minerais radioativos e para o cálculo do volume de argilas ou argilosidade.

Neutrônico – NPHI: Os perfis mais antigos medem a quantidade de raios gama de captura após excitação artificial através de bombardeio dirigido de nêutrons rápidos. Os mais modernos medem a quantidade de nêutrons epitermais e/ou termiais da rocha após o bombardeio. São utilizados para estimativas de porosidade, litologia e detecção de hidrocarbonetos leves ou gás.

Indução – ILD: Fornece leitura aproximada de R_t , através da medição de campos elétricos e magnéticos induzidos nas rochas.

Sônico – DT: Mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. É utilizado para estimativas de porosidade, correlação poço a poço, estimativas do grau de compactação das rochas ou estimativa das constantes elásticas, detecção de fraturas e apoio à sísmica para a elaboração do sismograma sintético.

Densidade – RHOB: Detecta os raios gama defletidos pelos elétrons orbitais dos elementos componentes das rochas, após terem sido emitidos por uma fonte colimada situada dentro do poço. Além da densidade das camadas, permite o cálculo da porosidade e a identificação das zonas de gás. É utilizado também como apoio à sísmica para o cálculo do sismograma sintético.

Existem muitos outros tipos de perfis, com aplicações as mais diversas, todos com o objetivo de melhor avaliar as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida comercial de hidrocarbonetos.

A figura 5.1 mostra exemplos de alguns perfis obtidos em um poço exploratório. No perfil GR é possível distinguir dois corpos arenosos (baixa argilosidade): um a 2.850 metros de profundidade e outro a 2.965 metros. O corpo superior pode ser interpretado como arenito argiloso no topo tornando-se mais limpo para a base, enquanto que o corpo inferior é um arenito bastante limpo. O perfil neutrônico NPHI mostra que a porosidade do corpo superior é baixa, diminuindo para a base, enquanto que a porosidade do corpo inferior é baixa. Estimativas quantitativas podem ser obtidas a partir dos perfis, e neste caso obteve-se porosidade da ordem de 10%. A resistividade de ambos os corpos é relativamente alta, possivelmente induzida pela baixa porosidade.

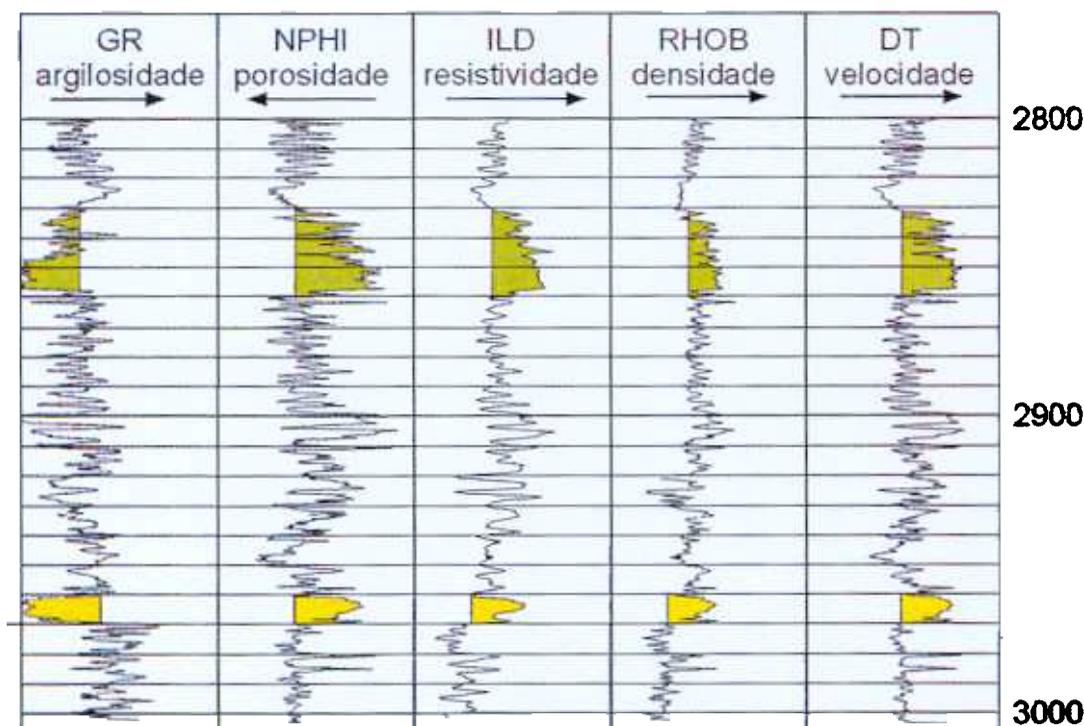


Figura 5 - Exemplo de uma suíte de perfis obtidos em um poço exploratório.

Tanto a densidade RHOB quanto a velocidade DT apresentam-se relativamente altas, atestando a baixa porosidade destes arenitos, o que indica que estas formações seriam reservatórios de baixa produtividade caso fossem portadores de hidrocarbonetos.

A figura 5.2 apresenta uma situação em que houve a confirmação de uma jazida comercial de petróleo. Tanto o perfil RHOB quanto o DT mostram a presença de arenitos porosos a partir de 2.870 metros de profundidade. O corpo superior (amarelo) é bastante argiloso e o corpo inferior (azul) é limpo, como pode ser constatado no perfil GR. O corpo superior apresenta resistividade alta, que pode ser indicativo de hidrocarbonetos, enquanto que o corpo inferior apresenta resistividade muito baixa, atestando a presença de água salgada. Com o respaldo de indícios da presença de hidrocarbonetos durante a perfuração, foi realizado um teste da formação superior que comprovou a existência de uma jazida comercial de petróleo.

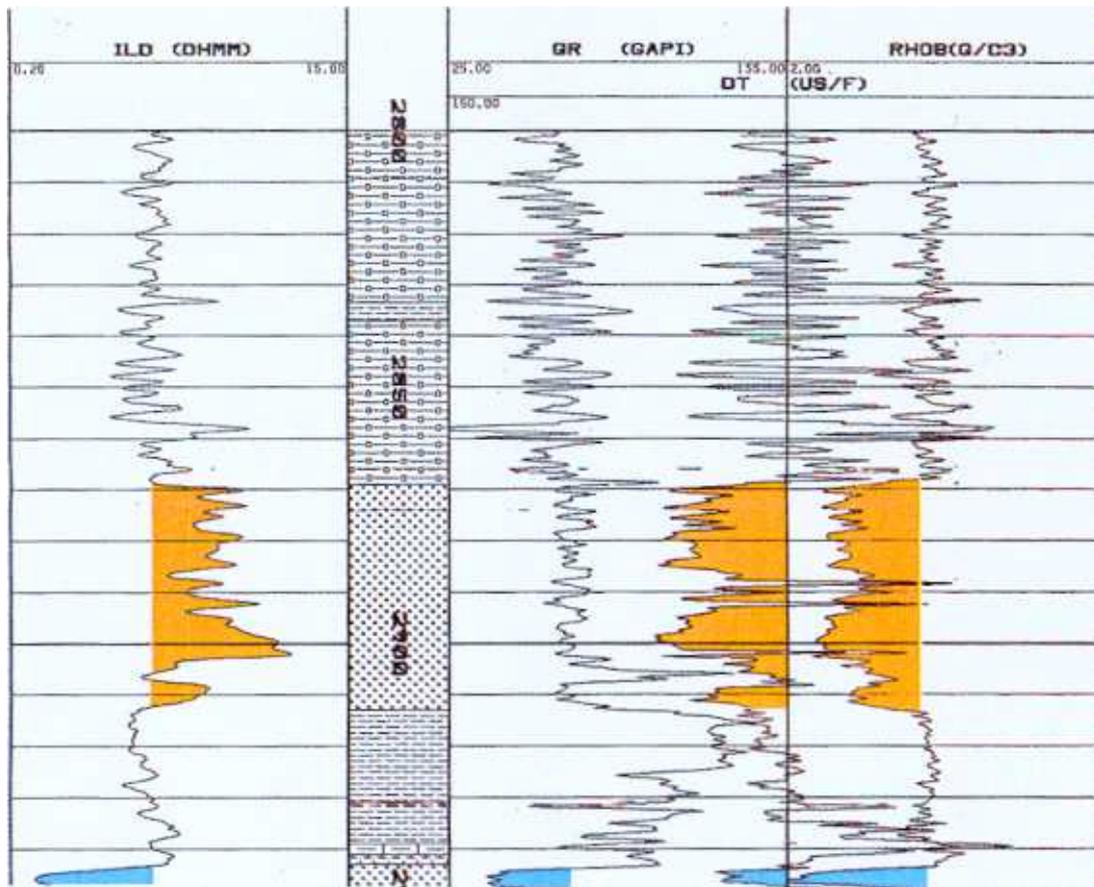


Figura 5.2 – Exemplo de perfis mostrando um reservatório comercial de petróleo.

5.2 Testes de pressão em poços

Imagine um poço em um reservatório novo, selado nos seus limites externos. Inicialmente o reservatório está em equilíbrio, isto é, em qualquer ponto a sua pressão é a mesma e igual à chamada **pressão estática original**. Quando o poço é colocado em produção (durante um teste, por exemplo), o equilíbrio das pressões é quebrado: a pressão é menor no poço e vai crescendo à medida que se afasta dele em direção aos limites do reservatório. Quando o volume de fluido produzido é pequeno, em comparação ao tamanho do reservatório, observam-se quedas de pressão (em relação à pressão original) apenas em uma região próxima ao poço. Neste caso, as pressões nas porções do reservatório mais afastadas do poço permanecem iguais à pressão original. Com o avanço da produção, a região afetada (onde se observam quedas de pressão) vai aumentando e, eventualmente, se propaga para todo o reservatório. Quanto mais fluido é retirado maiores são as quedas de pressão observadas. O período de tempo em que o poço está produzindo é chamado de **período de fluxo**.

Imagine agora que, após um certo tempo em fluxo, o poço seja fechado. Embora a vazão de produção seja nula, continuará ocorrendo movimento de fluidos no

reservatório até que não haja diferença de pressão no seu interior. Assim, a pressão medida no poço crescerá com o passar do tempo e, após um longo período, eventualmente se estabilizará. Esta pressão de equilíbrio é denominada **pressão média** do reservatório.⁶ O período de tempo em que o poço está fechado é chamado de **período de estática** ou período de crescimento de pressão.

A pressão média vai declinando com o tempo à medida que o fluido do reservatório vai sendo produzido. A esse processo de queda da pressão do reservatório (correspondente a uma certa produção de fluidos) dá-se o nome de **depleção**.

É importante notar que as variações de pressão ao longo do tempo observadas no poço, tanto no período de fluxo quanto no período de estática, dependem de três fatores:

- 1) das características do reservatório (tamanho, propriedades da rocha, etc.);
- 2) das propriedades dos fluidos nela contidos; e
- 3) do histórico de produção, isto é, do perfil de vazão *versus* tempo.

Assim, conhecendo-se as vazões e pressões no fundo do poço (monitorados durante um teste) e as propriedades dos fluidos produzidos (obtidas a partir da análise de amostras coletadas durante o teste), podem ser obtidas informações a respeito das características da rocha-reservatório.

5.2.1 Objetivos dos testes

Diversos tipos de testes podem ser programados e executados, dependendo dos objetivos que se esperam alcançar. Dentre esses objetivos podem ser citados: identificação dos fluidos contidos na formação; verificação da pressão estática e da existência de depleção; determinação da produtividade da formação, dos parâmetros da formação e do dano de formação, além da amostragem de fluidos para PVT (Pressão, Volume e Temperatura).

a) Identificação dos Fluidos Contidos na Formação

Este é um item de suma importância nos testes em poços pioneiros e de extensão, além de indispensável na apropriação de novas reservas de óleo e gás.

b) Pressão estática

As pressões médias e a pressão estática original (no caso de poços novos) são dados importantes, tanto nos estudos do reservatório quanto para o gerenciamento e acompanhamento do campo.

A pressão estática é obtida a partir da análise dos dados do registro de pressão *versus* tempo com o poço fechado (período de crescimento de pressão). Em testes de curta duração (nos quais o volume de fluidos produzidos é desprezível quando comparado com o volume total de fluidos no reservatório), a pressão estática obtida no

⁶ Define-se pressão média como sendo a média das pressões do reservatório num dado instante, ponderada em relação ao volume. Neste exemplo, como o reservatório é selado, a pressão de equilíbrio é numericamente igual à pressão média.

período de crescimento de pressão coincide com a pressão estática original do reservatório. Em testes de longa duração ou testes em reservatórios depletados, nos quais as pressões nos limites externos dos reservatórios já tenham sido afetadas, a análise do crescimento de pressão levará à pressão média atual.

c) Depleção

Com o intuito de se detectar uma possível depleção, os testes em poços pioneiros são compostos usualmente de quatro períodos: primeiro fluxo, primeira estática, segundo fluxo e segunda estática.

O primeiro fluxo, bastante curto, serve apenas para a limpeza do poço, enquanto o segundo fluxo, mais longo, permite a identificação do fluido e a estimativa do potencial do poço. Normalmente os tempos de fluxo são pequenos (isto é, os volumes produzidos nos testes são desprezíveis se comparados com o volume de fluidos do reservatório), de forma que as pressões extrapoladas das duas estáticas são idênticas e iguais à pressão original. Entretanto, em reservatórios pequenos ou marginais, pode ocorrer que a pressão extrapolada da segunda estática seja menor que a da primeira, indicando que a produção do segundo fluxo foi suficiente para acarretar depleção.

A detecção de depleção durante o teste é indicativo de que o reservatório é pequeno (descoberta não-comercial).

d) Produtividade da formação

Quando chega à superfície, o fluido produzido pelo teste passa por equipamentos reguladores de fluxo, que podem ser fixos ou ajustáveis. As vazões do teste e as pressões na cabeça do poço são controladas pela restrição imposta ao fluxo. Portanto, a vazão do teste, por si só, não caracteriza a capacidade de fluxo.

A capacidade de fluxo do poço é caracterizada pelo índice de produtividade (IP), definido por

$$IP = \frac{q}{P_e - P_w} \quad (5.3)$$

onde q é vazão, P_e a pressão estática (ou média) do reservatório e P_w é a pressão de fluxo no fundo do poço. O índice de produtividade pode ser utilizado para estimar a vazão do poço para diferentes pressões de fluxo, correspondentes a diferentes aberturas nos reguladores de fluxo.

e) Dano de formação

As condições de fluxo na vizinhança do poço podem estar alteradas por diversas razões. Por exemplo, a invasão do filtrado do fluido de perfuração na formação pode concorrer para que a permeabilidade na zona invadida seja menor que a original. O dano se comporta como uma perda de carga localizada na parede do poço e contribui para que a produtividade seja reduzida. A queda de pressão adicional devida ao dano depende da sua severidade e da vazão do poço.

Pode também ocorrer de a condição de fluxo na região alterada ser melhor que a original, traduzindo na melhoria da produtividade. Neste caso diz-se que o poço está estimulado.

A identificação e quantificação do dano são importantes para se decidir sobre a necessidade e a viabilidade de se estimular o poço,⁷ pois são operações que normalmente envolvem altos investimentos.

f) Amostragem de Fluidos para PVT

O comportamento da mistura de hidrocarbonetos (óleo ou gás) contidos na jazida é fundamental em qualquer fase da sua vida produtiva. Os fluidos são caracterizados através de análises de laboratório feitas nas amostras de fluidos coletadas durante o teste. Essas análises de laboratório, denominadas genericamente análises PVT (Pressão, Volume e Temperatura), fornecem as propriedades dos fluidos, tais como: fator volume de formação, viscosidade, compressibilidade, razão de solubilidade, pressão de saturação, etc.

Um ponto crucial é que os fluidos amostrados sejam representativos do fluido original da formação (isto é, apresentem a mesma composição), por isso é usual a programação de amostragem de fluidos para PVT em testes em poços pioneiros (ou em poços perfurados em zonas ainda não depletadas), antes que a queda de pressão do campo provoque alterações nos fluidos.

Em reservatórios de óleo as amostras são normalmente coletadas no fundo do poço através de amostradores descidos a cabo por dentro da coluna de teste. A pressão de fundo, na profundidade de amostragem, não deve ser menor que a pressão de saturação do óleo, de modo que a amostra seja monofásica, idêntica ao fluido do reservatório. Os reservatórios de gás ou gás condensado retrógrado, assim como os reservatórios de óleo volátil, são amostrados na superfície. Neste caso, são tomadas amostras do gás e do líquido (óleo ou condensado) que estão em equilíbrio no separador (Capítulo 9). As amostras de gás e líquido serão recombinadas no laboratório, na proporção da RGL (razão gás-líquido) de produção, de modo a se obter o fluido original da formação.

5.2.2 Tipos de testes de pressão

a) Teste de formação repetitivo (RFT).

O teste de formação repetitivo, RFT (*Repeat Formation Tester*), é realizado com uma ferramenta descida a cabo no poço aberto (sem revestimento). A ferramenta possui um sistema de válvulas e câmaras, possibilitando, nas formações cortadas pelo poço, o registro das pressões estáticas e a obtenção de pequenas amostras de fluido.

O pequeno raio de investigação da ferramenta prejudica a amostragem, uma vez que o filtrado do fluido de perfuração pode mascarar o fluido amostrado. Os tipos de fluidos e possíveis contatos entre eles podem ser identificados através do

⁷ Nas operações de estimulação procura-se remover ou contornar o dano de formação através da acidificação ou fraturamento da rocha (Capítulo 6).

gradiente de pressão (aumento da pressão com a profundidade). Quanto maior a densidade do fluido maior o gradiente de pressão.

b) Teste de formação

O teste de formação é um método de avaliação das formações que equivale a uma completação provisória que se faz no poço. O teste de formação consiste basicamente em:

- isolar o intervalo a ser testado através de um ou mais obturadores;
- estabelecer um diferencial de pressão entre a formação e o interior do poço, forçando os fluidos da formação a serem produzidos;
- promover, através da válvula de fundo, períodos intercalados de fluxo (com medições das vazões de produção na superfície, se for o caso) e de estática; e
- registrar continuamente as pressões de fundo em função do tempo durante o teste. A análise dos dados coletados durante um teste de pressão possibilita avaliar o potencial produtivo da formação testada.

Uma coluna de teste de formação é composta de um conjunto de ferramentas, escolhido em função do tipo de sonda (flutuante, posicionamento dinâmico, fixa, etc.), das condições mecânicas do poço (aberto, revestido, direcional, profundidade do intervalo a ser testado, etc.) e dos objetivos do teste.

A figura 5.3 mostra, esquematicamente, uma coluna básica de teste de formação. De baixo para cima a coluna apresenta:

- **Registrador mecânico de pressão externo.** Constituído de uma unidade de pressão e de uma unidade de registro é capaz de registrar continuamente a pressão em função do tempo. O registrador é dito externo por registrar somente a pressão externa à coluna de teste.
- **Tubos perfurados.** Permitem a passagem dos fluidos da formação para dentro da tubulação.
- **Obturador.** Quando assentado, suas borrachas vedam o espaço anular, isolando a formação da pressão hidrostática do fluido de amortecimento contido no espaço anular.
- **Registrador de pressão interno inferior.** É idêntico ao registrador externo, registrando porém as pressões por dentro da coluna de teste, abaixo da válvula testadora.
- **Conjunto de válvulas.** Operadas da superfície, permitem a abertura ou fechamento da coluna de teste. Durante a descida da coluna a válvula de fundo evita a entrada de fluido na coluna de teste.
- **Registrador de pressão acima da válvula.** Idêntico aos outros registradores, registra a pressão acima da válvula de fundo.
- **Válvula de circulação reversa** (circulação no sentido do anular para o interior da coluna). Quando aberta no final do teste, conecta o anular com o interior da coluna de tubos, permitindo a remoção dos fluidos produzidos durante o teste.
- **Tubulação.** Coluna de tubos até a superfície.

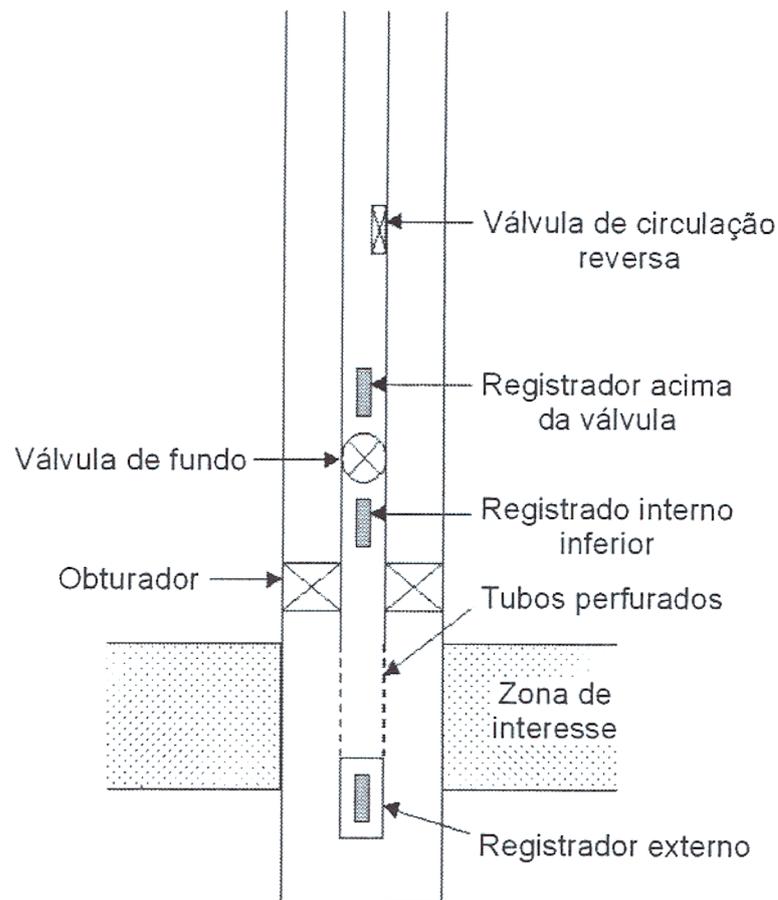


Figura 5.3 – Esquema de uma coluna típica de teste de formação.

Na figura 5.4 podem ser acompanhadas as diversas fases do teste e respectivos diagramas de pressão (pressão *versus* tempo) obtidos pelo registrador externo. Nos diagramas da figura 5.4 o deslocamento horizontal (da esquerda para a direita) representa a passagem do tempo, enquanto que a distância vertical, medida em relação à linha base traçada na superfície (linha de pressão atmosférica), é proporcional à pressão atuante no registrador.

Antes da descida da coluna de teste, o poço está cheio de fluido de amortecimento – fluido de perfuração ou de completção com peso suficiente para conter os fluidos das formações.

Durante a descida da coluna, o fluido de amortecimento penetra pelos tubos perfurados e sai pelos orifícios de uma válvula de desvio (*by-pass*) localizada acima do obturador. A válvula testadora está fechada, e, portanto, a tubulação acima desta é mantida vazia.

Na figura 5.4a a ferramenta atingiu a profundidade de assentamento do obturador. O diagrama de pressão mostra o aumento da pressão hidrostática exercida pelo fluido de amortecimento, desde a superfície (onde é zero) até a posição de teste, onde é máxima (PHI é a pressão hidrostática inicial).

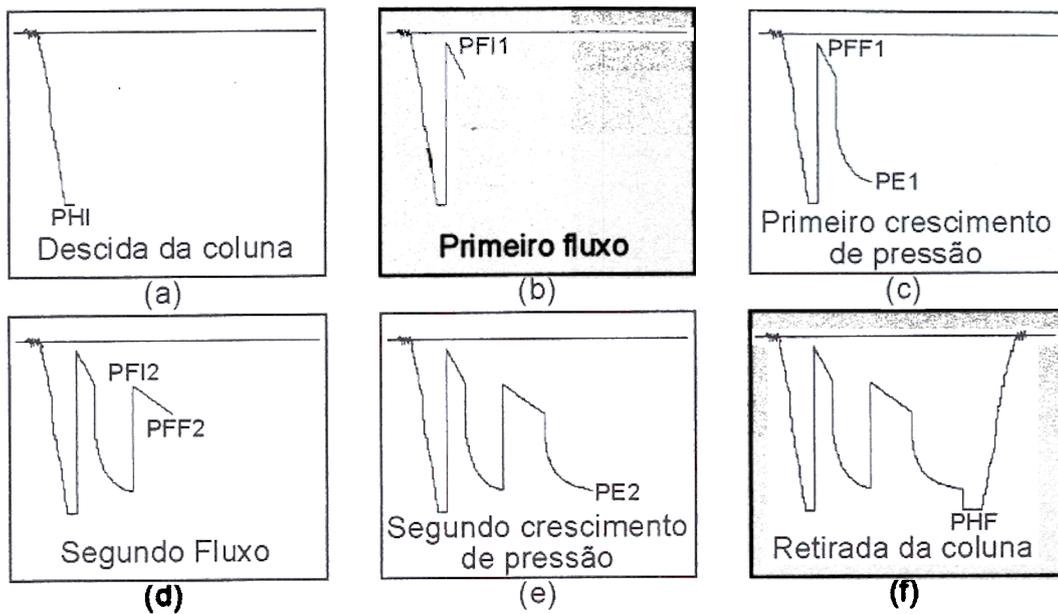


Figura 5.4 – Carta típica de um registrador de pressão externo.

Após a instalação dos equipamentos de superfície⁸ – que permitirão o controle, a medição e o descarte dos fluidos porventura produzidos – o obturador é assentado, isolando o intervalo a ser testado da pressão do fluido de amortecimento. Imediatamente entra em ação um mecanismo de retardo na válvula de fundo, a qual se abre após alguns minutos. Neste instante, o fluido de completação existente abaixo do obturador se expande para dentro da coluna, liberando a formação da pressão hidrostática. Tem início, então, o primeiro período de fluxo. No diagrama de pressão, a pressão cai de PHI até PFI (pressão de fluxo inicial) quase instantaneamente, pois a formação é comunicada com a pressão atmosférica através da coluna vazia.⁹

À medida que os fluidos vão sendo produzidos, os registradores acusam o aumento da pressão devido ao crescimento de coluna de fluido dentro da tubulação (figura 5.4b). Durante os períodos de fluxo, o sopro¹⁰ deve ser observado, e se houver produção de líquido ou gás na superfície, deve-se medi-la.

Após o primeiro fluxo, a válvula de fundo é novamente fechada e o registrador começa a registrar o primeiro crescimento de pressão, como mostra a figura 5.4c. O último ponto registrado do crescimento de pressão é denominado PE1 (pressão estática 1). Durante o período de fechamento, o registrador acima da válvula deverá registrar uma pressão constante e igual à última pressão de fluxo (PFF).

⁸ Os equipamentos mais comuns instalados na superfície são: cabeça de teste, linhas de surgência, *choke manifold*, separador, tanque de aferição e queimadores.

⁹ Em certos casos, utiliza-se um colchão acima da válvula (de água, óleo diesel, nitrogênio, etc.), cuja pressão fará reduzir o impacto pela diferença da pressão entre a formação e o interior da coluna, quando da abertura da válvula de fundo. O colchão evita colapsada coluna e do revestimento, danos às borrachas do obturador, dano à formação, produção de areia, etc.

¹⁰ O sopro – deslocamento de ar para fora da coluna devido ao crescimento de coluna de fluido dentro da tubulação – é um indicativo da abertura da válvula e fornece informação qualitativa da vazão.

Prosseguindo a operação, a válvula de fundo é aberta para o segundo período de fluxo e, posteriormente, novamente fechada para o segundo crescimento de pressão, conforme ilustram as figuras 5.4d e 5.4e.

Ao ser desassentado o obturador, a pressão hidrostática final (PHF) é registrada e, à medida que a coluna vai sendo retirada do poço, pressões hidrostáticas decrescentes são registradas até se chegar à superfície (figura 5.4f).

Durante a retirada da coluna é feita a circulação reversa. A válvula de circulação reversa é aberta e o fluido de amortecimento é bombeado pelo espaço anular, recuperando-se os eventuais fluidos produzidos durante o teste. Além dos motivos de segurança, a válvula de circulação reversa permite a identificação e medição dos fluidos nos testes em poços não-surgentes.

c) *Teste de formação a poço aberto (TF)*

O teste de formação a poço aberto é realizado durante a fase de perfuração, antes de se revestir o intervalo. O fato de o intervalo estar aberto faz com que o teste seja curto, devido à possibilidade de prisão da coluna (decantação de sólidos do fluido de perfuração ou desmoronamento da formação), ao risco de entupimento da coluna e ao isolamento precário do intervalo. Além da estimativa da capacidade de fluxo, os TFs têm a grande vantagem de possibilitar a identificação dos fluidos das formações de interesse antes da descida do revestimento de produção.

d) *Teste de formação a poço revestido (TFR)*

O teste de formação a poço revestido se caracteriza pelo bom isolamento do intervalo de interesse e pelas melhores condições mecânicas do poço. O isolamento entre os diversos intervalos portadores de água ou hidrocarbonetos é conseguido pela cimentação do revestimento.

As melhores condições mecânicas propiciam tempos de teste suficientes para que todos os objetivos possam ser alcançados, além dos testes serem mais seguros e menos sujeitos a falhas mecânicas.

e) *Teste de produção (TP)*

Os testes de produção caracterizam-se pela não-utilização de válvula de fundo: A abertura (período de fluxo) e o fechamento do poço (período de estática) são feitos na superfície, na “árvore de natal” (Capítulo 6) ou no *choke manifold*. Os registradores são descidos por dentro da coluna através de um cabo. Normalmente há necessidade de indução de surgência para se iniciar o fluxo (Capítulo 8).

Em um teste de formação ou de produção, a vazão na válvula é mantida nula após o fechamento do poço para estática. Entretanto, a formação continua alimentando a câmara de estocagem – volume da câmara abaixo da válvula, conectado ao intervalo produtor – devido à compressibilidade do fluido no poço. Esta vazão de alimentação, denominada *after flow* ou vazão de estocagem, diminui rapidamente à medida que o fluido da câmara de estocagem é comprimido. Este período, denominado período de estocagem, depende do volume da câmara de estocagem, da compressibilidade do fluido no poço e da produtividade da formação.

O volume da câmara de estocagem do teste de produção envolve todo o poço (fechamento na superfície) e, portanto, é muito maior que o de um teste de formação (fechamento no fundo). Logo, em um teste de produção, os tempos de estática devem ser significativamente maiores quando comparados aos do teste de formação.

f) Registro de pressão

Consiste na descida de registradores de pressão a cabo por dentro da coluna, para obter pressões de fluxo e/ou estática. Diferentemente dos TPs, no registro de pressão não se faz medição de vazão na superfície.

Também se enquadram nesta categoria as operações de registro de gradiente estático ou dinâmico. Gradiente de pressão se refere ao registro das pressões em diferentes profundidades no poço. Se o poço está em fluxo estabilizado, diz-se que o gradiente é dinâmico; se fechado, diz-se que é estático.

5.3 Perfilagem de produção

A perfilagem de produção é feita através de perfis corridos após a descida do revestimento de produção e completação inicial do poço, visando determinar a efetividade de uma completação ou as condições de produtividade (ou injetividade) de um poço.

5.3.1 *Production logging tool (PLT)*

A ferramenta PLT pode fornecer os seguintes perfis: *continuous flowmeter*, gradiomanômetro, densidade, *hidrolog* e temperatura.

a) *Continuous flowmeter*

O objetivo principal deste perfil é definir a contribuição de cada intervalo aberto do poço na vazão total de produção (ou de injeção).

O *continuous flowmeter* consiste basicamente de uma hélice centralizada na ferramenta, cuja velocidade de rotação é registrada continuamente contra a profundidade. A rotação da hélice é função da velocidade de fluxo do fluido dentro do poço, da velocidade e do sentido de movimentação do cabo (descendo ou subindo) e da viscosidade dos fluidos.

Se a velocidade relativa entre a ferramenta e o fluido produzido fosse igual a zero, não haveria movimento relativo entre eles e, portanto, a velocidade do cabo seria a própria velocidade do fluido. Como seria bastante trabalhoso (ou até não operacional) ficar alterando a velocidade do cabo em cada trecho de interesse para se encontrar a rotação da hélice igual a zero, é muito mais simples se efetuar três manobras de descida e subida, com velocidades diferentes do cabo entre cada manobra, e plotá-los num gráfico onde na abscissa está a velocidade do cabo (V_{cabo}) e na orde-

nada a rotação da hélice (RPS). Traçando-se uma reta pelos pontos obtidos, pode-se extrapolar e encontrar a velocidade do cabo que resultaria em rotação zero para cada trecho de interesse.

A partir das velocidades de fluxo nos trechos de interesse (entre os canhoneados abertos) determina-se, por diferença, a contribuição percentual de cada intervalo na vazão total de produção do poço. Este procedimento também pode ser adotado em poços injetores de água para se determinar qual a parcela recebida em cada intervalo.

O perfil *flowmeter* corrido isoladamente, sem outras informações, somente pode informar a contribuição de cada intervalo, se o fluxo for com um único fluido. Caso esteja presente a produção de dois fluidos, mais um perfil é necessário para informar, além da contribuição de cada intervalo, qual a percentagem de cada fluido.

b) Gradiomanômetro

Este perfil registra continuamente a densidade da mistura de fluido dentro do poço em função da profundidade, através da medição de pressão em dois pontos distintos, afastados de dois pés. Sua resolução é de cerca de $0,01 \text{ g/cm}^3$.

A diferença de pressão registrada é função da soma da coluna hidrostática com as perdas por atrito e a diferença do efeito cinético entre os dois pontos de medição de pressão. Em velocidades normais de fluxo, o efeito do atrito não é muito grande e o efeito cinético é normalmente desprezível, de modo que a diferença de pressão é reflexo da própria densidade do fluido. Cuidados especiais devem ser tomados com poços direcionais, já que o ângulo de inclinação do poço em cada ponto vai estar afetando a diferença de pressões.

Caso o poço esteja produzindo somente dois fluidos (óleo e água, óleo e gás, ou gás e água), é possível determinar a contribuição e percentagem de cada fluido em cada intervalo aberto para produção, correndo-se simultaneamente o perfil *flowmeter* e o perfil gradiomanômetro.

c. Perfil de densidade

O perfil de densidade (*fluid density meter*) apresenta a densidade do fluido que passa por dentro da própria ferramenta (amostra de 4" por $\frac{1}{2}$ " de diâmetro) através de um sistema radioativo semelhante ao dos perfis que medem a densidade da formação a poço aberto. A resolução do perfil, em condições normais, é melhor que $0,02 \text{ g/cm}^3$ e o perfil não precisa ser corrigido pelo desvio do poço.

Deve-se ressaltar que em fluxos multifásicos o fluido mais leve normalmente escoava pelo centro do conduto, enquanto o mais pesado escoava mais próximo das paredes do poço. A ferramenta, sendo centralizada, costuma medir uma densidade menor que a real. Por outro lado, em poços direcionais com desvio muito acentuado, os centralizadores podem não conseguir impedir certa descentralização da ferramenta e conseqüentemente a medição da densidade fica mais afetada pelo fluido mais pesado.

d) Hidrolog

Para fluxos trifásicos, o uso simultâneo do *flowmeter* e de medidores de densidade do fluido não é capaz de informar a contribuição e percentagem de cada fluido produzido em cada intervalo.

O perfil *hidrolog* mede a constante dielétrica do fluido que passa por dentro da própria ferramenta, indicando a percentagem de água presente na mistura. Esta indicação baseia-se no fato de que dentre os três tipos de fluidos (gás, óleo e água) apenas a água apresenta alta constante dielétrica. Assim, o perfil é calibrado para fluxos bifásicos, fornecendo imediatamente os valores da percentagem de água.

Analogamente ao perfil de densidade, este perfil centralizado costuma medir a passagem do fluido no centro do conduto, normalmente o mais leve, ocasionando valores de percentagem de água menores ou iguais ao real.

e) Perfil de temperatura

É utilizado para registrar a temperatura do fluido do poço. O estudo de anomalias de temperatura pode fornecer diversas indicações, tais como: intervalos produzindo ou recebendo fluidos, localização de vazamentos, topo do cimento, altura de fraturas, etc.

As condições do poço antes e durante a perfilagem determinam a utilidade dos dados de temperatura. As medidas são feitas durante uma injeção ou produção estabilizadas ou em intervalos regulares após o poço ter sido fechado e o fluido de dentro do poço estar retornando ao equilíbrio geotérmico com as formações circundantes.

5.3.2 *Thermal decay time log (TDT)*

O TDT é utilizado para traçar um perfil qualitativo das saturações dos fluidos existentes no reservatório. Em outras palavras, determina os contatos gás-óleo e óleo-água.

O perfil é um registro contínuo do tempo de decaimento do nível termal da energia dos nêutrons emitidos contra a formação pela fonte do aparelho *versus* a profundidade. Ao atingir um determinado nível, os nêutrons que são capturados emitem raios gama, os quais são captados e contados pelos detectores da ferramenta. Como o gás, o óleo e a água têm uma resposta diferente a este estímulo, consegue-se distinguir as diferentes saturações da rocha.

COMPLETAÇÃO

Ao terminar a perfuração de um poço, é necessário deixá-lo em condições de operar, de forma segura e econômica, durante toda a sua vida produtiva. Ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás (ou ainda injetar fluidos nos reservatórios) denomina-se *completação*.

Quanto aos aspectos técnico e operacional, deve-se buscar otimizar a vazão de produção (ou de injeção) e tornar a *completação* a mais permanente possível, ou seja, aquela que minimize a necessidade de intervenções futuras para a manutenção do poço (as chamadas operações de *workover*).

Considerando que a *completação* tem reflexos em toda a vida produtiva do poço e envolve altos custos, faz-se necessário um planejamento criterioso das operações e uma análise econômica cuidadosa.

6.1 Tipos de *completação*

6.1.1 Quanto ao posicionamento da cabeça do poço

As reservas petrolíferas brasileiras ficam localizadas em áreas terrestres e marítimas. As reservas marítimas ocorrem em lâminas d'água rasas e profundas. Disto resultam diferenças importantes na perfuração e *completação* dos poços, principalmente no que se refere aos sistemas de cabeça do poço e ao tipo de árvore de natal¹¹ utilizada.

Em terra, a cabeça do poço fica na superfície (no máximo a uns poucos metros do solo). No mar, em águas mais rasas, também é possível trazer a cabeça do poço para a superfície, efetuando-se a *completação* dita convencional, ou seca. Neste caso, a cabeça do poço se apóia numa plataforma fixa que, por sua vez, é apoiada no fundo do mar. Mesmo em águas rasas, a cabeça do poço pode ficar no fundo do mar, completando-se com árvore de natal molhada (ANM). Em águas mais profundas, onde é inviável trazer até a superfície, a cabeça de poço fica no fundo do mar, instalando-se ANM.

¹¹ Árvore de natal é um equipamento constituído por um conjunto de válvulas que é acoplado à cabeça do poço, com o objetivo de controlar e permitir a produção de fluidos.

6.1.2 Quanto ao revestimento de produção

Quanto ao revestimento de produção, a completção pode ser a poço aberto, com *liner* canhoneado ou rasgado e com revestimento canhoneado (figura 6.1).

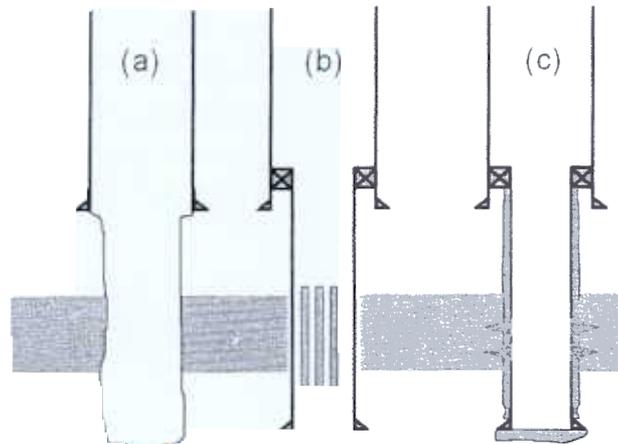


Figura 6 – Métodos de completção: (a) poço aberto, (b) *liner* rasgado e (c) revestimento canhoneado.

a) A poço aberto

Quando a perfuração atinge o topo da zona produtora, uma tubulação de revestimento é descida no poço e cimentada no espaço anular. Em seguida, conclui-se a perfuração até a profundidade final, e o poço é colocado em produção com a(s) zona(s) produtora(s) totalmente aberta(s) (figura 6.1a). Se houver necessidade, um revestimento de produção, ou *liner*, poderá ser descido posteriormente. A completção a poço aberto somente é utilizada em formações muito bem consolidadas, com pouco risco de desmoronamentos. Suas principais vantagens são a maior área aberta ao fluxo e a redução dos custos do revestimento e do canhoneio. Em reservatórios naturalmente fraturados ela deve ser utilizada para evitar o dano à formação causado pelo cimento. A principal desvantagem da completção a poço aberto é a falta de seletividade, que impede futuras correções quando há produção de fluidos indesejáveis, como, por exemplo, excessiva produção de gás ou água nos poços de óleo.

b) Com *liner* rasgado ou canhoneado

O *liner* pode ser descido previamente rasgado, posicionando os tubos rasgados em frente às zonas produtoras (figura 6.1b), ou então cimentado e posteriormente canhoneado nas zonas de interesse (figura 6.1c).

As principais vantagens e desvantagens da completção com *liner* rasgado são similares às do poço aberto. Podem ser acrescentadas a vantagem de sustentar as paredes do poço em frente à zona produtora e a desvantagem do custo adicional. Embora em desuso nos poços convencionais, pode encontrar uma boa aplicação em poços horizontais.

No caso de *liner* canhoneado, as vantagens e desvantagens são similares às do revestimento canhoneado. Podem ser acrescidas a vantagem do menor custo com revestimento e a desvantagem da mudança de diâmetros dentro do poço, gerando dificuldades para passagem de equipamentos.

c) Com revestimento canhoneado

É o tipo de completação mais utilizado atualmente. O poço é perfurado até a profundidade final e, em seguida, é descido o revestimento de produção até o fundo do poço, sendo posteriormente cimentado o espaço anular entre os tubos de revestimento e a parede do poço. Finalmente, o revestimento é canhoneado defronte dos intervalos de interesse, mediante a utilização de cargas explosivas (jatos), colocando assim o reservatório produtor em comunicação com o interior do poço (figura 6.1c).

As principais vantagens da completação a poço revestido estão na seletividade da produção (ou injeção de fluidos) em diversos intervalos de interesse e na maior facilidade das operações de restauração ou estimulação. O diâmetro único do revestimento em todo o poço também evita alguns problemas operacionais. A principal desvantagem é o custo adicional do revestimento e do canhoneio, além da possibilidade de dano à formação que a operação de cimentação pode causar.

6.1.3 Quanto ao número de zonas explotadas

Sob este aspecto, as completações podem ser simples ou múltiplas.

a) Simples

Ocorre quando uma única tubulação metálica é descida no interior do revestimento de produção, da superfície até próximo à formação produtora. A esta tubulação, acompanhada de outros equipamentos, denomina-se coluna de produção (figura 6.2). Este tipo de completação possibilita produzir de modo controlado e independente somente uma zona de interesse.

b) Múltipla

Permite produzir ao mesmo tempo duas ou mais zonas ou reservatórios diferentes, através de uma ou mais colunas de produção descidas no poço. A figura 6.2b mostra um esquema de completação seletiva, com apenas uma coluna de produção, equipada de forma a permitir produção de duas zonas em conjunto ou uma das zonas alternativamente. A figura 6.2c mostra um exemplo de completação dupla, que permite a produção de duas zonas de modo controlado e independente, através de duas colunas de produção com dois obturadores. As completações múltiplas são mais econômicas porque permitem diminuir o número de poços necessários para produzir um determinado campo. As principais vantagens das completações múltiplas são:

possibilidade de drenar ao mesmo tempo diversas zonas produtoras, através de um mesmo poço, sem maior prejuízo para o controle dos reservatórios; possibilidade de se colocar em produção reservatórios marginais, cuja produção isolada não seria economicamente viável.

As principais desvantagens das completações múltiplas são:

- maior possibilidade de problemas operacionais, devido à maior complexidade das instalações;
- maior dificuldade na aplicação dos métodos artificiais de elevação do petróleo.

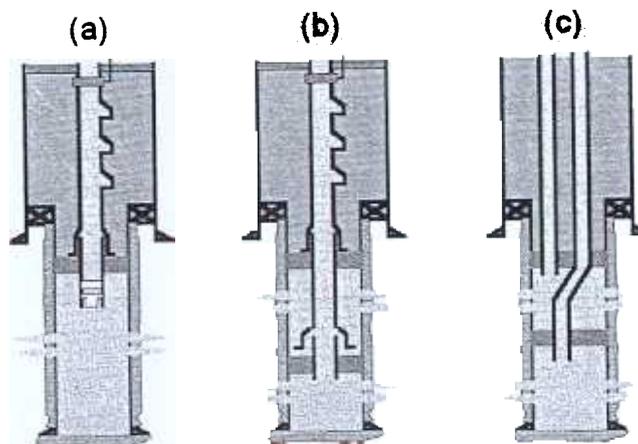


Figura 6.2 – Tipos de completação: (a) simples, (b) seletiva e (c) dupla.

6.2 Etapas de uma completação

A completação de um poço envolve um conjunto de operações subseqüentes à perfuração. Uma completação típica de um poço marítimo, com árvore de natal convencional e equipamentos de *gas lift*, obedece às seguintes fases, em seqüência cronológica.¹²

6.2.1 Instalação dos equipamentos de superfície

Basicamente são instalados a cabeça de produção e o BOP para permitir o acesso ao interior do poço, com toda a segurança necessária, para execução das demais fases.

No mar, em águas rasas, pode-se trazer a cabeça do poço até a superfície, prolongando-se os revestimentos que se encontram ancorados nos equipamentos instalados no fundo do mar (*tie-back*). Após esta operação de reconexão dos revestimentos, a completação passa a ser similar à completação dos poços terrestres. A situação final da cabeça do poço é idêntica à situação apresentada no Capítulo 4 (figuras 4.17 e 4.18).

*

¹² Com pequenas diferenças, estas fases são as mesmas para a completação de um poço terrestre.

6.2.2 Condicionamento do poço

Uma vez instalados os equipamentos de superfície, procede-se à fase de condicionamento do revestimento de produção e à substituição do fluido que se encontra no interior do poço por um fluido de completção.

Para o condicionamento, é descida uma coluna com broca e raspador (figura 6.3), de modo a deixar o interior do revestimento de produção (e *liner*, quando presente) gabaritado e em condição de receber os equipamentos necessários. A broca é utilizada para cortar os tampões de cimento e tampões mecânicos porventura existentes no interior do poço, bem como restos da cimentação. O raspador é uma ferramenta com lâminas retráteis, que desce raspando a parte interna do revestimento de produção, retirando o que foi deixado pela broca. Após o condicionamento do revestimento de produção, sua estanqueidade é testada sob pressão e feitas as devidas correções, se houver vazamentos.

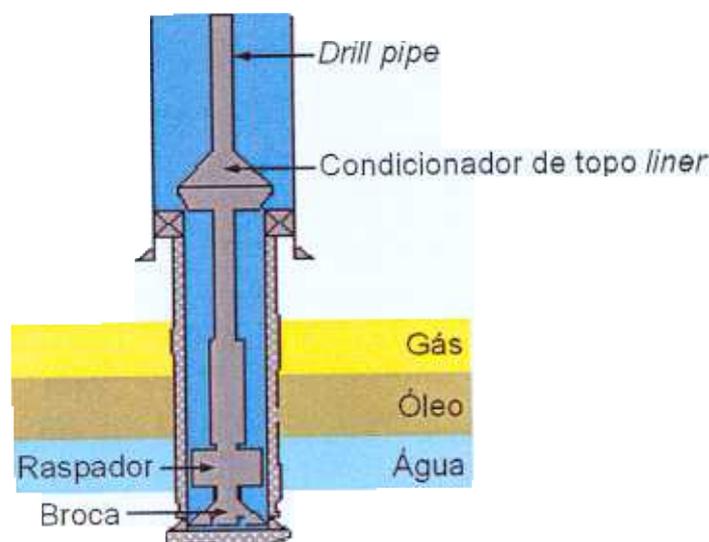


Figura 6.3 – Condicionamento do *liner* e substituição do fluido de perfuração por fluido de completção.

O fluido de completção geralmente é uma solução salina, cuja composição deve ser compatível com o reservatório e com os fluidos nele contidos, para evitar causar dano à formação, ou seja, originar obstruções que possam restringir a vazão do poço. Além disso, o fluido de completção deve ter uma densidade capaz de fornecer uma pressão hidrostática, no fundo do poço, ligeiramente superior à pressão estática do reservatório, para impedir que haja fluxo de fluidos da formação para o poço e assim mantê-lo amortecido.

6.2.3 Avaliação da qualidade da cimentação

A cimentação tem a função primordial de promover vedação hidráulica entre os diversos intervalos permeáveis, ou até mesmo dentro de um mesmo intervalo, impedindo a migração de fluidos por trás do revestimento, bem como propiciar suporte mecânico ao revestimento.

A existência de uma efetiva vedação hidráulica é de fundamental importância técnica e econômica, garantindo um perfeito controle da origem (ou destino) dos fluidos produzidos (ou injetados). O prosseguimento das operações no poço sem a observação deste requisito pode gerar diversos problemas: produção de fluidos indesejáveis devido à proximidade dos contatos óleo/água ou gás/óleo, testes de avaliação das formações incorretos, prejuízo no controle dos reservatórios e operações de estimulação malsucedidas, com possibilidade até mesmo de perda do poço.

Caso seja comprovada a falta de vedação hidráulica (figura 6.4), procede-se à correção da cimentação primária através de canhoneio do revestimento e compressão do cimento nos intervalos com cimentação deficiente.



Figura 6.4 – Esquema de poço com falha na cimentação.

Para se avaliar a qualidade da cimentação, são utilizados perfis acústicos, que medem a aderência do cimento ao revestimento e do cimento à formação.

a) Perfil sônico (CBL/VDL)

O sistema usado para perfilagem acústica é composto basicamente por um emissor e dois receptores, além de um circuito eletrônico para o processamento do sinal (figura 6.5). O emissor é acionado por energia elétrica, emitindo pulsos sonoros de curta duração que se propagam através do revestimento, cimento e formação, antes de atingir dois receptores: um a três pés, e outro a cinco pés do emissor. Aí são reconvertidos em impulsos elétricos e enviados para a superfície, através de cabos condutores.

O perfil CBL (controle de aderência da cimentação) registra a amplitude, em mV, da primeira chegada de energia ao receptor que está a três pés (figuras 6.5 e 6.6).

A atenuação produzida pela aderência do cimento ao revestimento depende da resistência à compressão do cimento, do diâmetro e espessura do revestimento, e da percentagem da circunferência cimentada. O perfil VDL (densidade variável) registra a onda detectada pelo receptor que está a cinco pés e apresenta-a, qualitati-

vamente, durante um período de 1 ms (200 a 1.200 μ s): os picos positivos da onda aparecem em escuro, e os negativos, em claro; a cor cinza corresponde à amplitude zero (figura 6.6).

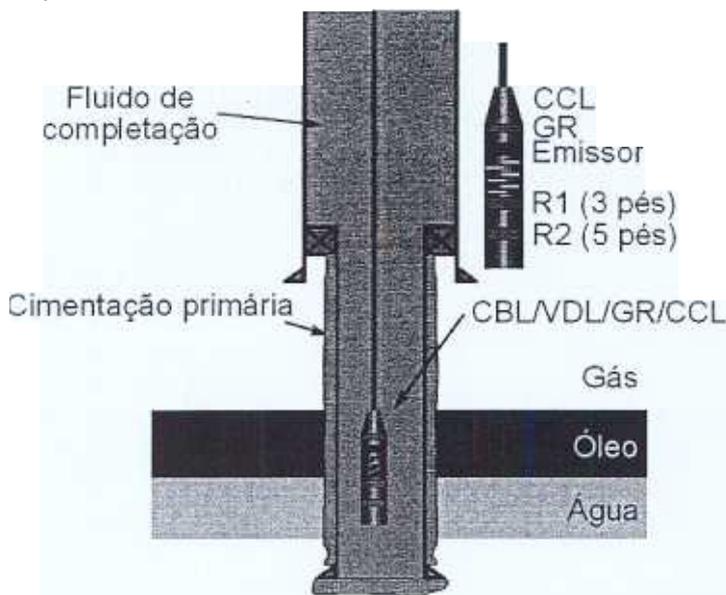


Figura 6.5 – Ferramenta acústica para perfilagem CBL/VDL.

A boa aderência cimento-revestimento é detectada pela presença de valores baixos nas leituras do perfil CBL, enquanto a boa aderência cimento-formação é detectada pela ausência de sinal de revestimento e presença de sinal de formação no perfil VDL. Na figura 6.6 a porção mais rasa que 2.695 m e mais profunda que 2.702 m encontra-se bem cimentada, tanto no revestimento quanto na formação.

O revestimento livre produz altos valores no perfil CBL e um característico padrão de faixas paralelas, retas, claras e escuras no perfil VDL, como mostrado no trecho entre 2.695 m e 2.702 m do perfil apresentado na figura 6.6.

O perfil de raios gama (GR) tem a função de correlacionar a profundidade do GR do perfil CBL/VDL com o GR dos perfis de poço aberto, cujas profundidades são consideradas como referência durante toda a vida do poço. Esta correlação é possível, pois a curva de raios gama (GR) não sofre alteração significativa devido à presença do revestimento de aço e do cimento.

O perfil de localização das luvas do revestimento (CCL – *casing collar locator*), figura 6.6, tem como função localizar, em profundidade, as luvas do revestimento. Os perfis GR/CCL, em conjunto com os perfis de poço aberto, são utilizados para o controle de profundidade nos trabalhos com o poço revestido, especialmente nas operações de canhoneio e assentamento de tampões mecânicos e *packers* permanentes.

As curvas de tempo de trânsito (TT) permitem verificar a qualidade das curvas do perfil CBL/VDL, pois trazem diversas informações relevantes, tais como se a leitura do CBL corresponde ao sinal que caminha pelo revestimento, se a ferramenta sônica está bem centralizada no revestimento ou não, se existem fluidos diferentes no interior do revestimento, se existe alteração nas dimensões do revestimento, sem um correspondente registro no projeto do poço ou no programa de completção, etc.

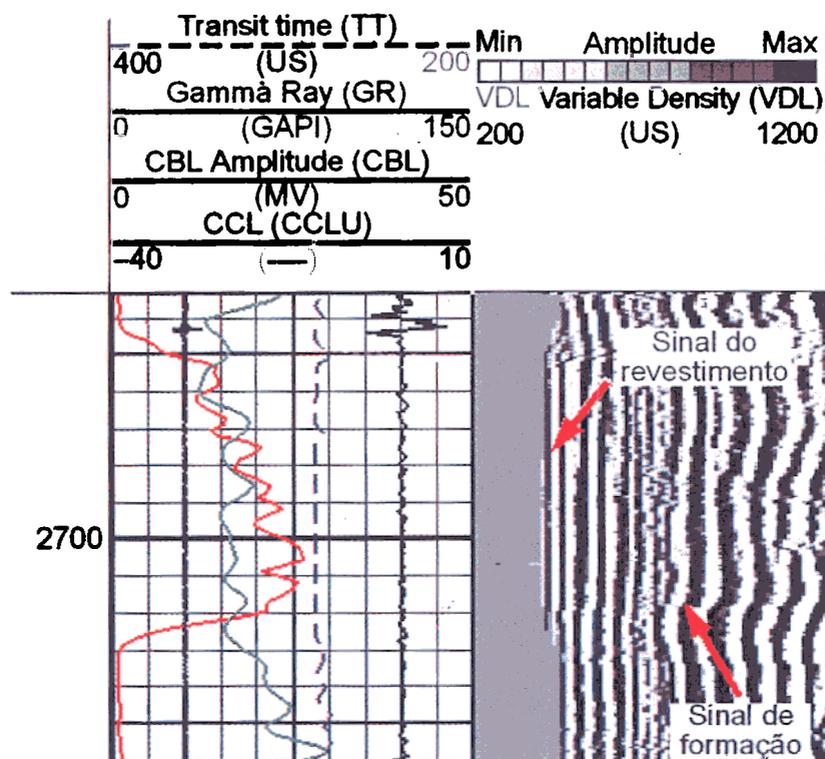


Figura 6.6 – Perfil CBL/VDL/GR/CCL.

b) Perfil ultra-sônico (CEL ou PEL)

O uso de pulsos ultra-sônicos na avaliação de cimentação foi investigado nos anos 70, e os primeiros resultados de campo foram apresentados em 1981.

A figura 6.7 apresenta um desenho esquemático de uma ferramenta utilizada para a obtenção do perfil CEL (*Cement Evaluation Log*). Diferentemente do CBL, que registra um valor médio dos 360° de poço à sua volta, o perfil CEL proporciona boa resolução circular, uma vez que oito transdutores são dispostos de forma helicoidal em diferentes azimutes, de tal forma que cada um avalie 45° da circunferência. Na figura são também mostrados o mapa da cimentação por trás do revestimento, onde as zonas escuras indicam boa cimentação, enquanto as zonas em branco indicam má cimentação, e duas curvas auxiliares representativas da resistência compressiva máxima (CSMX) e mínima (CSMN) do cimento atrás do revestimento.

A figura 6.8 mostra de forma esquemática o caminho percorrido pelo pulso acústico de alta frequência ao incidir no revestimento. Uma parcela da energia é refletida e o restante entra em ressonância nas paredes do revestimento, gerando reflexões múltiplas. Considerando interfaces planas e normais ao raio incidente, as parcelas referentes à energia refletida (R) e transmitida (T) podem ser obtidas através da equação 3.1. Neste caso, o meio 1 é o material presente no anular, e o meio 2 é o revestimento.

Como os valores da impedância no fluido e no revestimento são conhecidos ou facilmente determinados, a única incógnita é a impedância acústica do material presente no anular.

A presença de cimento em volta do revestimento é detectada através de uma amplitude pequena da onda acústica e um rápido decaimento exponencial da resso-

nância. A ausência de cimento corresponde a uma amplitude grande e uma longa queda exponencial do sinal.

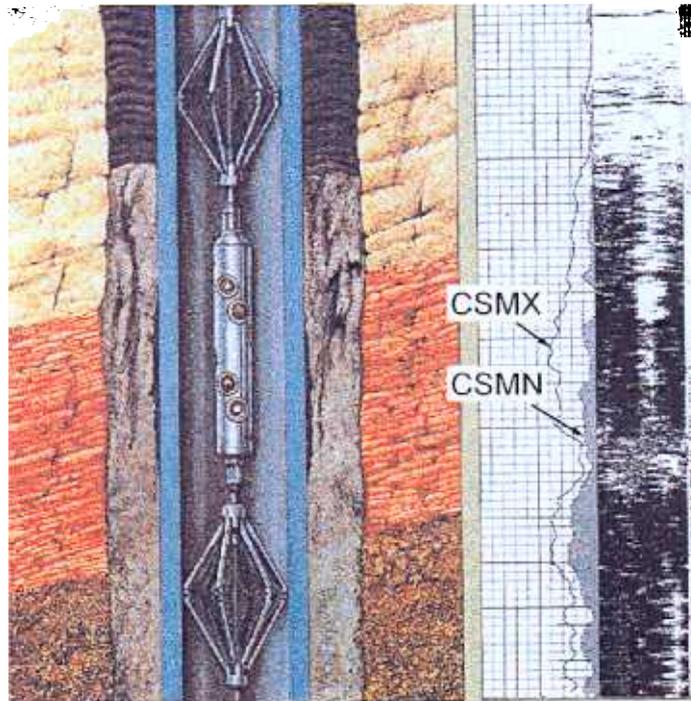


Figura 6.7 – Ferramenta e perfil ultra-sônico típico.

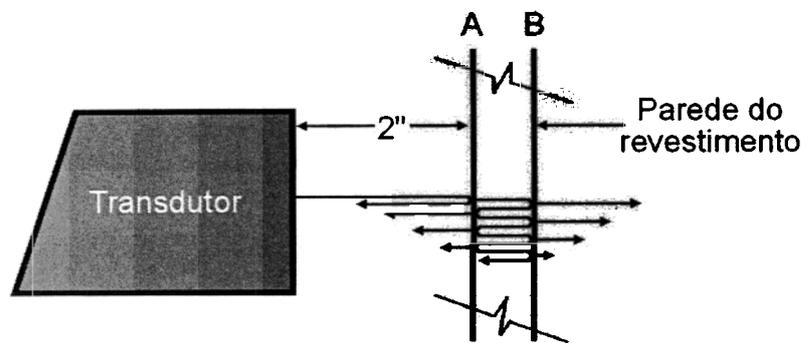


Figura 6.8 – Propagação do pulso ultra-sônico.

O perfil CEL não é tão eficiente quanto o CBL/VDL para investigar a aderência cimento-formação. O uso combinado de ambos os perfis, porém, permite a completa avaliação da qualidade da cimentação.

A principal limitação desta ferramenta é a não-cobertura de todo o revestimento e a necessidade de um intervalo com revestimento livre para possibilitar a calibração das leituras feitas pela ferramenta.

c) Ferramenta de perfilagem ultra-sônica USIT

As ferramentas USIT (*UltraSonic Imager Tool*) são as mais recentemente desenvolvidas pelas companhias de perfilagem. Apresentam um único transdutor, que gira a 7,5 rps, cobrindo todo o perímetro do revestimento, e emite 18 pulsos ultra-

sônicos por revolução. O princípio de funcionamento da ferramenta é similar ao das ferramentas de CEL descritas anteriormente.

Em relação às ferramentas de CEL, a USIT apresenta as seguintes implementações tecnológicas:

- Transdutor único, rotativo com distância ao revestimento controlada.
- Tecnologia digital para o registro e envio de todas as formas de onda para o processamento na superfície.
- Novo método para o processamento do sinal, menos sensível aos efeitos do poço.
- Medição direta da impedância acústica.
- Capacidade de operar em ambientes com fluidos mais pesados.
- Imagens coloridas do mapa da cimentação.

A figura 6.9 mostra um perfil USIT combinado. A primeira e a última pista do perfil se referem ao perfil CBL/VDL/GR/CCL (figura 6.6) já descrito anteriormente. A qualidade da cimentação é associada à impedância acústica do material, que no perfil é representado por um mapa com escala de cores, em que os tons de marrom mais escuro estão associados aos valores mais altos da impedância, indicando, portanto, boa cimentação, e no outro extremo o vermelho indica a presença de gás.

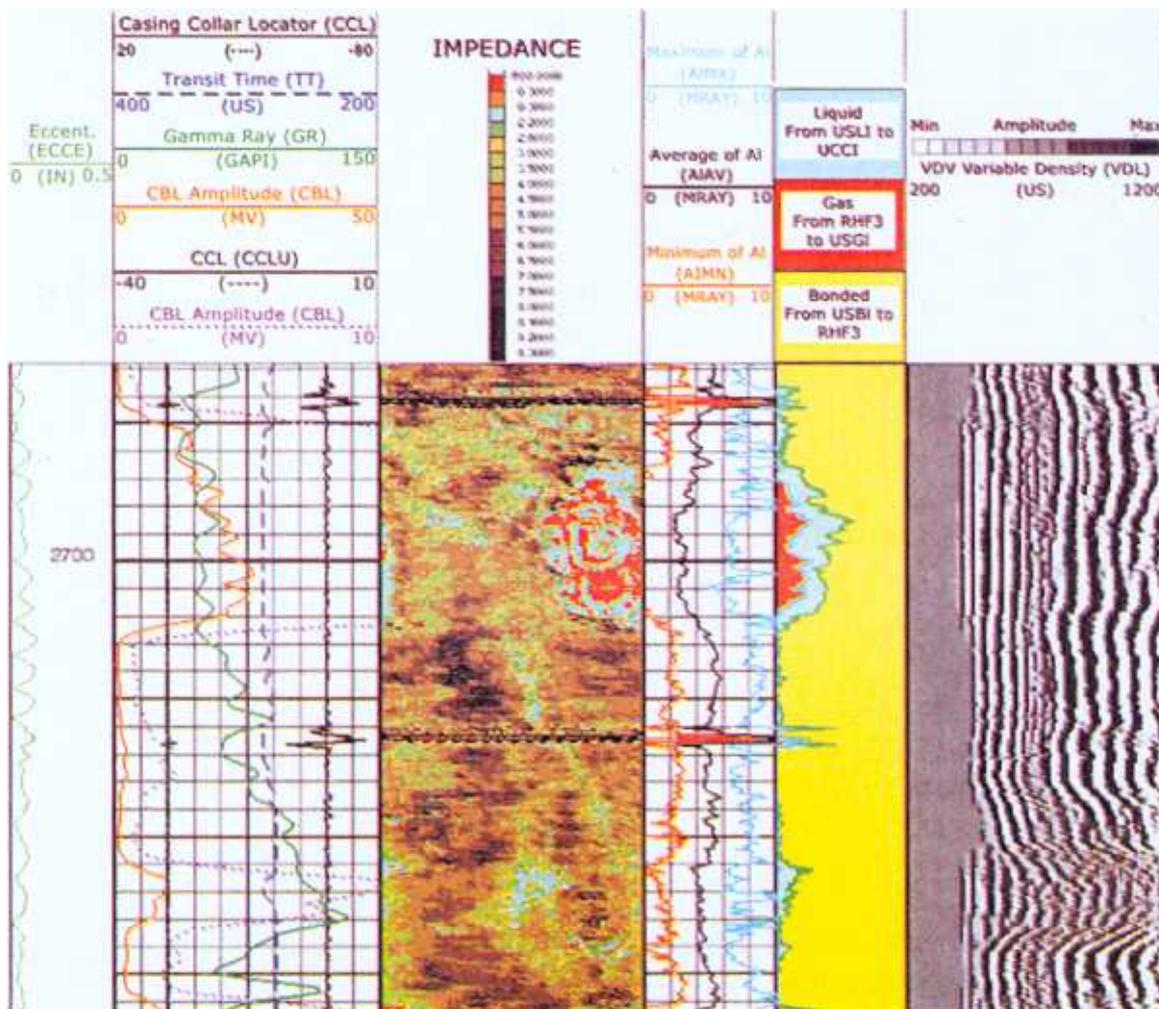


Figura 6.9 – Exemplo de um perfil USIT-CBL-VDL-CCL-GR.

6.2.4 Canhoneio

Para comunicar o interior do poço com a formação produtora, perfura-se o revestimento utilizando-se cargas explosivas, especialmente moldadas para esta finalidade. A explosão dessas cargas gera jatos de alta energia que atravessam o revestimento, o cimento e ainda podem penetrar até cerca de um metro na formação, criando os canais de fluxo da formação para o poço (ou vice-versa).

As cargas moldadas são descidas no poço dentro dos canhões, que são cilindros de aço com furos nos quais se alojam as cargas. Estando o canhão posicionado em frente do intervalo desejado, um mecanismo de disparo é acionado para detonar as cargas. Os canhões podem ser descidos dentro do revestimento, através de um cabo (figura 6.10), enroscados na própria coluna de tubos (figura 6.11) ou a cabo, através da coluna de produção (figura 6.12).

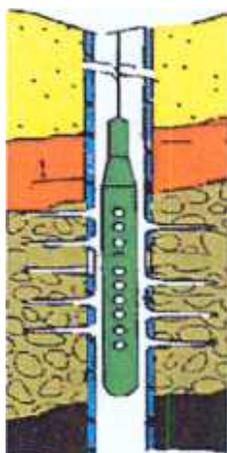


Figura 6.10 – Canhoneio convencional.

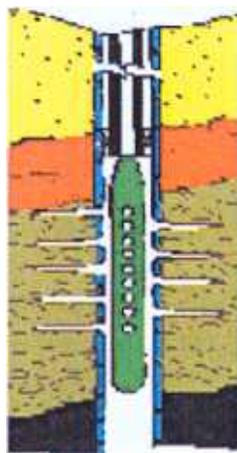


Figura 6.11 – Canhoneio TCP (*Tubing Conveyed Perforator*).

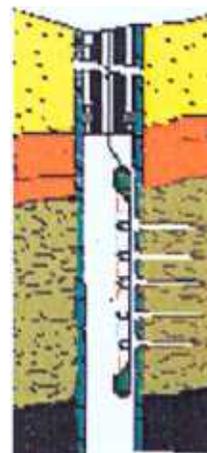


Figura 6.12 – Canhoneio através da coluna de produção.

Os canhões convencionais e TCP têm diâmetro maior do que os que podem ser descidos através da coluna de produção, e por isso permitem o uso de cargas maiores, com maior poder de penetração. Uma série de parâmetros relacionados com a geometria de canhoneio tem influência no índice de produtividade do poço, tais como: densidade de jatos (perfurações/unidade de comprimento), penetração dos jatos, defasagem entre os jatos (0° , 90° , 120° e 180°), folga entre o canhão e o revestimento, além do diâmetro do orifício perfurado.

6.2.5 Instalação da coluna de produção

A coluna de produção (figura 6.13) é constituída basicamente por tubos metálicos, onde são conectados os demais componentes. É descida pelo interior do revestimento de produção com as seguintes finalidades básicas:

- Conduzir os fluidos produzidos até a superfície, protegendo o revestimento contra fluidos agressivos e pressões elevadas.

Permitir a instalação de equipamentos para a elevação artificial.
Possibilitar a circulação de fluidos para o amortecimento do poço, em intervenções futuras.

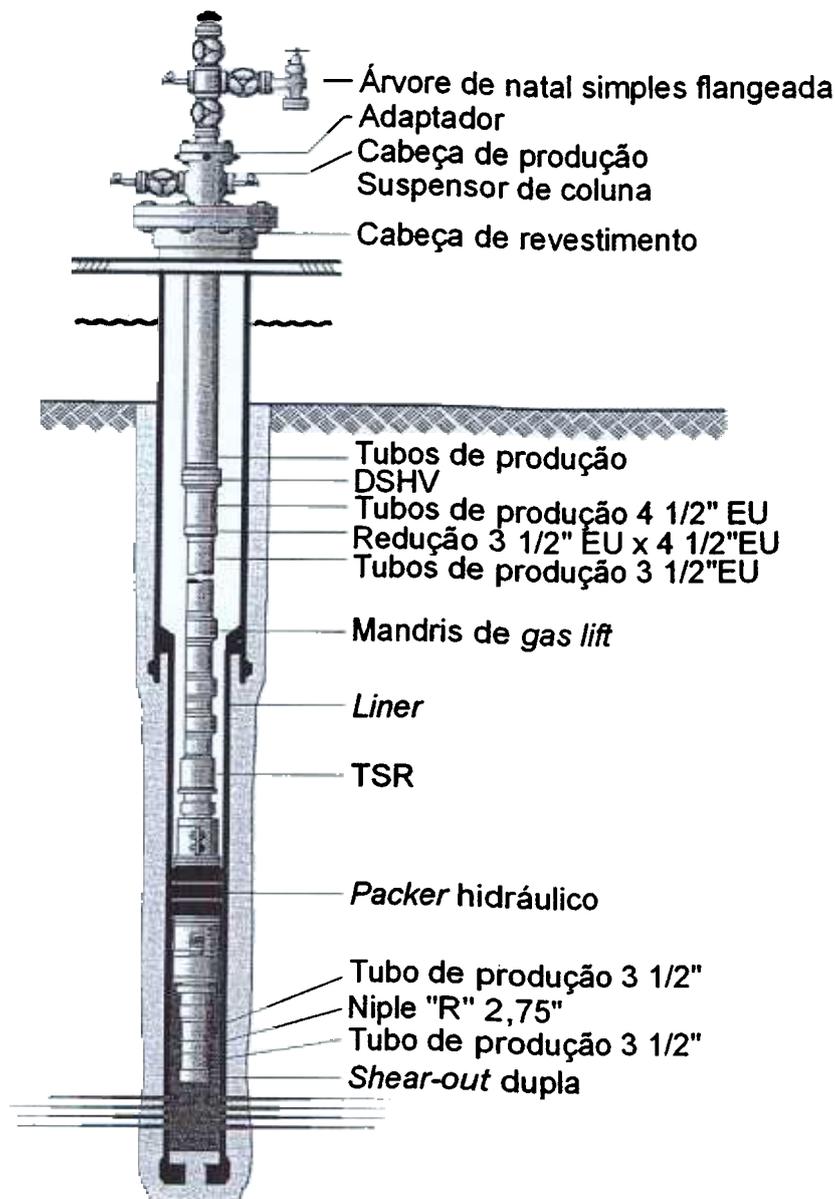


Figura 6.13 – Coluna convencional de produção equipada com *gas-lift*.

Uma coluna de produção pode ter uma cauda permanente que permite, numa futura intervenção, retirar apenas a parte superior e manter isolados os intervalos canhoneados. A cauda permanente consiste de ferramentas instaladas abaixo do TSR (*Tubing Seal Receptacle*), ou junta telescópica. O projeto de uma coluna de produção é função de uma série de fatores, tais como:

- localização do poço (terra ou mar);
- sistema de elevação (surgente ou com elevação artificial);

- características corrosivas ou abrasivas do fluido a ser produzido;
- necessidade de contenção da produção de areia;
- vazão de produção;
- número de zonas produtoras (completação simples, dupla ou seletiva), etc.

Uma composição ótima de coluna deve levar em conta os aspectos de segurança, técnico/operacional e econômico.

6.2.6 Colocação do poço em produção

A surgência dos fluidos na superfície pode ser induzida por válvulas de *gas-lift*, pelo flexitubo, pela substituição do fluido da coluna por outro mais leve ou por pistoneio, que são formas de aliviar a pressão hidrostática do fluido existente na coluna de produção.

Os dois primeiros métodos trabalham com a gaseificação do fluido do interior da coluna como forma de diminuir sua hidrostática. No primeiro, o gás é injetado inicialmente no espaço anular, passando posteriormente para o interior da coluna, de forma controlada, através de válvulas especiais (válvulas de *gas-lift*). No segundo método o gás é injetado por um tubo flexível descido pelo interior da coluna de produção. O pistoneio consiste na retirada gradativa do fluido do poço, através de um pistão descido a cabo.

Quando o poço não tem condições de produzir por surgência, dá-se a partida no equipamento de elevação artificial e efetuam-se testes para verificar a eficiência dos equipamentos. Um teste inicial de produção é sempre realizado para medir a vazão de produção e avaliar o desempenho do poço, para que se possam realizar os ajustes necessários.

6.3 Principais componentes da coluna de produção

6.3.1 Tubos de produção

Os tubos de produção são os componentes básicos da coluna e representam o maior custo dentre os equipamentos de subsuperfície. A variedade de tubos existentes no mercado é suficiente para atender a todas as condições de produção e injeção de fluidos nos poços de petróleo.

A seleção da tubulação a ser empregada num determinado poço leva em conta o diâmetro interno do revestimento de produção, a vazão de produção esperada, o tipo de fluido a ser produzido e os esforços mecânicos a serem suportados. Em razão dos esforços que a coluna será submetida durante sua vida útil (tensões de tração, de colapso e pressão interna), é definido o grau do aço, a espessura de parede requerida e, conseqüentemente, seu peso por metro.

A estanqueidade da coluna de produção é muito importante, e normalmente se utilizam conexões com rosca^s finas que promovem a vedação metal-metal. A figura 6.14 ilustra os principais tipos de rosca^s utilizadas e a tabela 6.1 apresenta algumas características destes tubos.

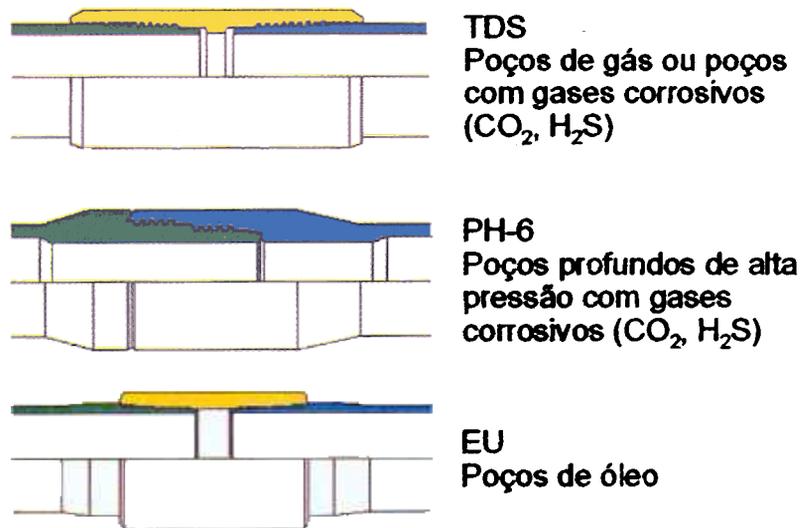


Figura 6.14 – Tubos de produção mais usuais

Tabela 6.1 – Principais características dos tubos de produção mais comuns

	2.7/8" EU	3.1/2" EU	4.1/2" EU
Grau do aço	N-80	N-80	N-80
Peso (lb/pé)	6,5	9,3	12,75
Diâmetro interno (pol)	2,441	2,992	3,958
Diâmetro externo (pol)	3,668	4,500	5,563
Resistência ao colapso (psi)	11160	10530	7500
Pressão interna (psi)	10570	10160	8430
Resistência à tração (psi)	144960	202220	288040
Torque (lbf.pé)	2800	3200	4000

6.3.2 Shear-out

É um equipamento instalado na extremidade inferior da coluna de produção que permite o tamponamento temporário desta. Também conhecido por sub de pressurização (figura 6.15). Possui três sedes, duas superiores que são vedadas com o lançamento de esferas de diâmetros diferentes, e a inferior tamponada. A sede tamponada é utilizada para o assentamento de *packers*, cujo mecanismo de assentamento demanda pressão (*packer* hidráulico e hidrostático), e o número de parafusos de cisalhamento é dimensionado de acordo com a pressão necessária para o assentamento do *packer*. Ao se pressurizar a coluna, a força atuante na sede faz com que os parafusos cisalhem, caindo a sede no fundo do poço e liberando a passagem pela coluna.

Caso haja necessidade de tamponar novamente a *shear-out*, esferas compatíveis com cada uma das sedes são lançadas no poço, promovendo a vedação da coluna

de cima para baixo. Para abrir ao fluxo novamente, basta pressurizar a coluna. Uma vez rompida a sede inferior, a *shear-out* passa a funcionar como uma boca de sino, pois tem a sua extremidade inferior biselada para facilitar a reentrada de ferramentas na coluna de produção.

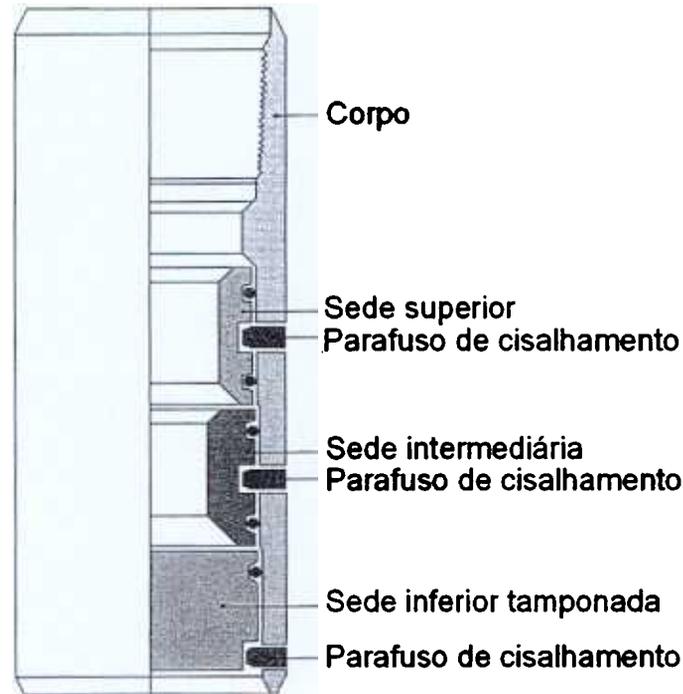


Figura 6.15 – Esquema de *shear-out* tripla.

6.3.3 *Hydro-trip*

Também serve para o tamponamento temporário da coluna, podendo ser instalada em qualquer ponto desta. A sede não cai para o fundo do poço, pois tem uma reentrância apropriada para isto, e apresenta a desvantagem de não permitir a passagem plena na coluna após o rompimento da sede (figura 6.16). O dimensionamento dos parafusos de cisalhamento e a operação são semelhantes à da *shear-out*.

6.3.4 *Nipples* de assentamento

Servem para alojar tampões mecânicos, válvulas de retenção ou registradores de pressão. Normalmente são instalados na cauda da coluna de produção, abaixo de todas as outras ferramentas (figura 6.13), mas podem também ser instalados, tantos quantos necessários, em vários pontos da coluna. Há dois tipos principais de *nipples* de assentamento: não-seletivo (R) e seletivo (F) (figura 6.17). O *nipple* não-seletivo possui um batente na parte inferior, com diâmetro interno menor que o diâmetro interno da área polida. Normalmente, é utilizado quando a coluna requer um único *nipple* ou como o último (mais profundo) de uma série de *nipples* do mesmo tamanho. O *nipple* seletivo não possui batente, isto é, a própria área selante serve de batente

localizador. Podem ser instalados vários *nipples* seletivos de mesmo tamanho numa mesma coluna e, nesse caso, o assentamento é feito pela ferramenta de descida ou pelo tipo de trava do equipamento a ser instalado.

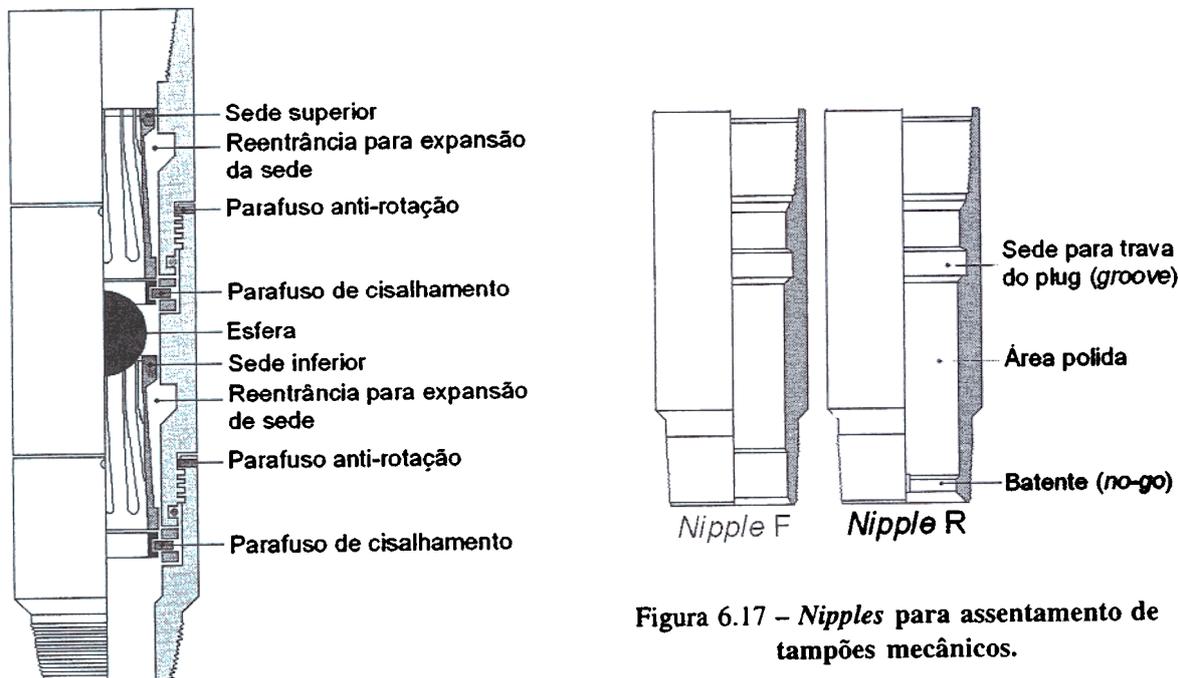


Figura 6.16 – *Hydro-trip* dupla.

Figura 6.17 – *Nipples* para assentamento de tampões mecânicos.

6.3.5 Camisa deslizante (*sliding sleeve*)

Possui uma camisa interna que pode ser aberta ou fechada, quando necessário, através operações com cabo (figura 6.18). A área de fluxo normalmente é equivalente à seção da coluna de produção e destina-se a promover a comunicação anular-coluna ou coluna-anular. As camisas deslizantes podem ser utilizadas em completações seletivas, possibilitando colocar em produção ou isolar zona(s) empacotada(s) por dois *packers*.

6.3.6 *Check valve*

É uma válvula que serve para impedir o fluxo no sentido descendente. É composta de uma sede, com uma válvula de retenção que se abre quando pressurizada de baixo para cima e veda quando pressurizada de cima para baixo.

6.3.7 *Packer* de produção

O obturador, ou *packer*, tem a função básica de promover a vedação do espaço anular entre o revestimento e a coluna de produção, numa determinada profundidade, com os seguintes objetivos:

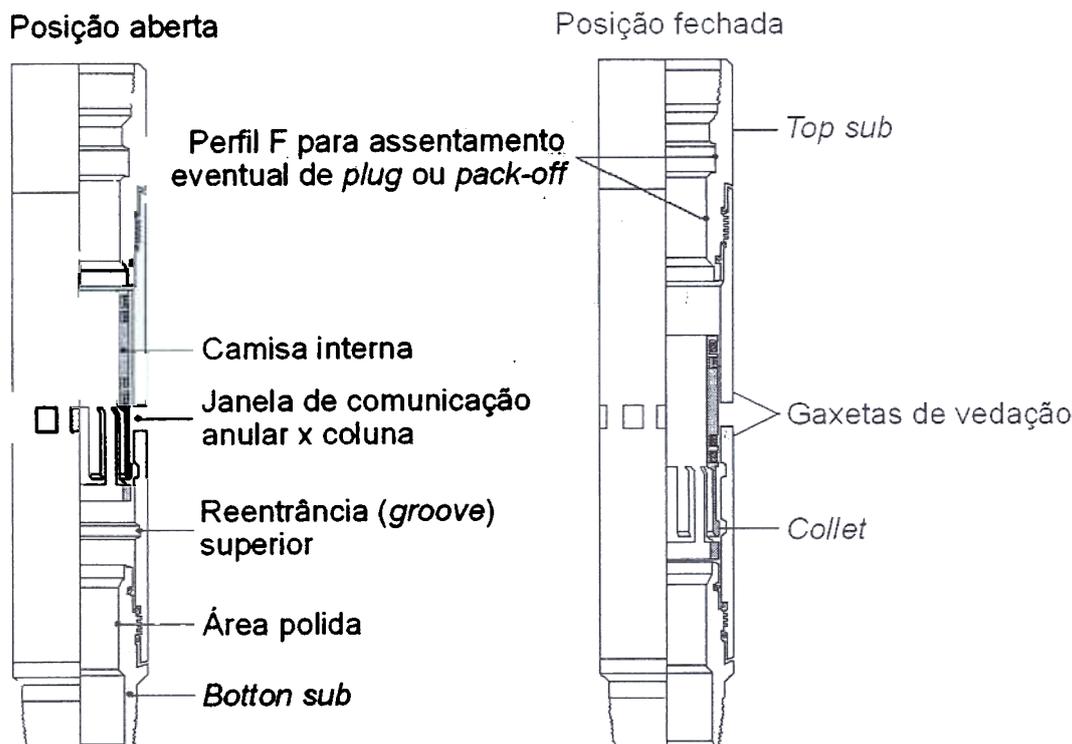


Figura 6.18 – Camisa deslizante (*sliding sleeve*).

- proteger o revestimento (acima dele) contra pressões da formação e fluidos corrosivos;
- possibilitar a injeção controlada de gás, pelo anular, nos casos de elevação artificial por *gas-lift*;
- permitir a produção seletiva de várias zonas por uma única coluna de produção (com mais de um *packer*).

Os *packers* são constituídos por borrachas de vedação, cunhas, pinos de cisalhamento para assentamento e pinos (ou anel) de cisalhamento para desassentamento. Os *packers* podem ser dos tipos recuperável ou permanente.

O *packer* recuperável pode ser assentado e recuperado muitas vezes. É descido na própria coluna de produção. O assentamento pode ser mecânico, hidrostático ou hidráulico, dependendo do modelo de *packer* utilizado. Os modelos de assentamento mecânico são assentados por rotação da coluna, seguida de aplicação de peso ou tração, dependendo do mecanismo de assentamento (compressão ou tração). Os *packers* hidrostáticos (figura 6.19) são assentados por pressurização da coluna e o desassentamento é realizado tracionando-se a coluna.

O *packer* permanente, após o assentamento, não pode mais ser recuperado. Pode apenas ser cortado, deslocando-se a carcaça para o fundo do poço. Geralmente é descido a cabo, conectado a uma ferramenta de assentamento. Após ser posicionado na profundidade desejada, aciona-se eletricamente a ferramenta de assentamento e ocorre a detonação de um explosivo que cria um movimento da camisa superior para baixo, comprimindo todo o conjunto até a camisa retentora. Este movimento expande o elemento de vedação e as cunhas contra o revestimento (figura 6.20).

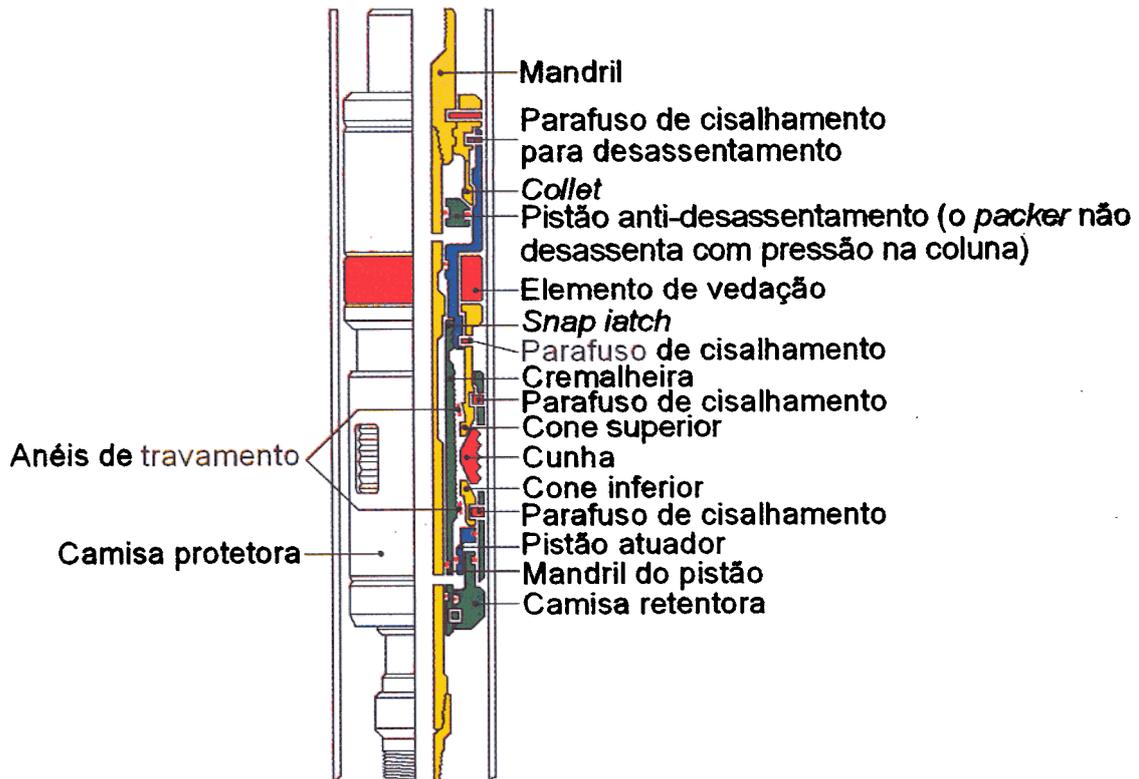


Figura 6.19 – Esquema do packer de produção recuperável.

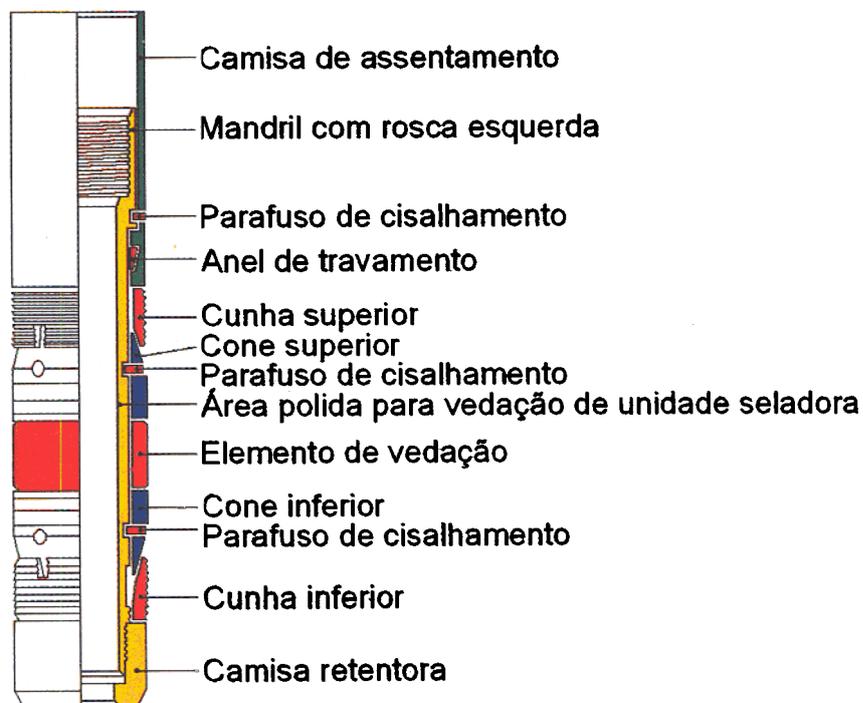


Figura 6.20 – Exemplo de packer permanente.

6.3.8 Unidade selante

É o equipamento descido na extremidade da coluna que pode ser apoiado ou travado no *packer* permanente, promovendo a vedação na área polida do *packer*. Divide-se em três tipos principais (figura 6.21).

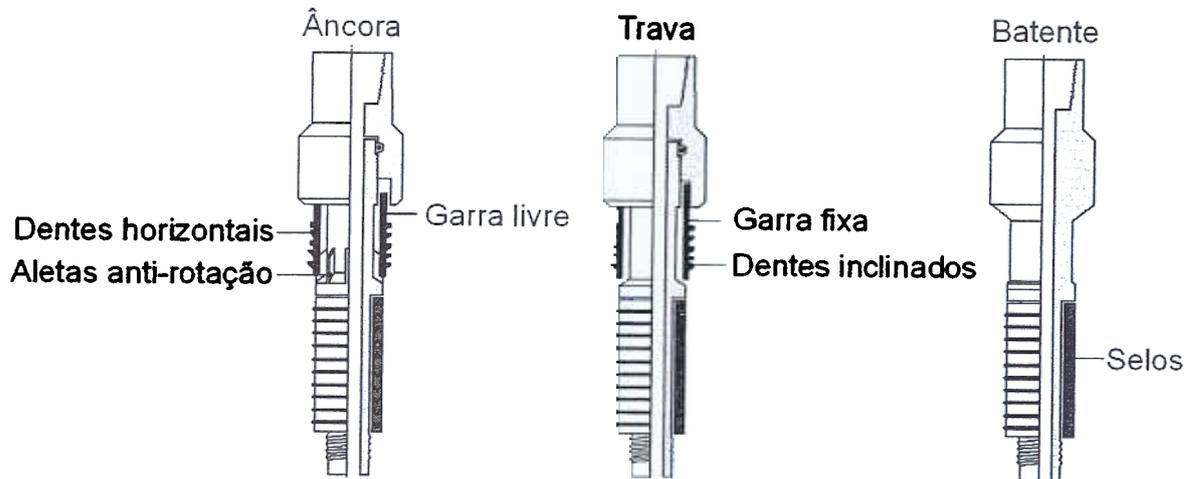


Figura 6.21 – Unidades selantes.

a) Âncora

É uma unidade selante que é travada na rosca do *packer* permanente através de garra, que é conectada com a liberação de peso sobre a ferramenta e desconectada com rotação à direita. Os dentes da garra têm perfil horizontal na parte superior, o que garante a impossibilidade de liberação por tração.

b) Trava

É uma unidade selante que é travada na rosca do *packer* permanente através de garra, que é conectada com a liberação de peso sobre a ferramenta e desconectada com tração, pois não tem um dispositivo anti-rotacional que permita seu giro para liberação.

c) Batente

Este tipo de unidade selante não trava, pois não possui rosca. Para retirá-la basta tracionar a coluna.

6.3.9 Junta telescópica (TSR)

O TSR (*tubing seal receptacle*), ou junta telescópica (figura 6.22), é usado para absorver a expansão ou contração da coluna de produção, causada pelas variações de temperatura sofridas quando da produção (ou injeção) de fluidos. Permite também a retirada da coluna sem haver necessidade de retirar o *packer* e a cauda.

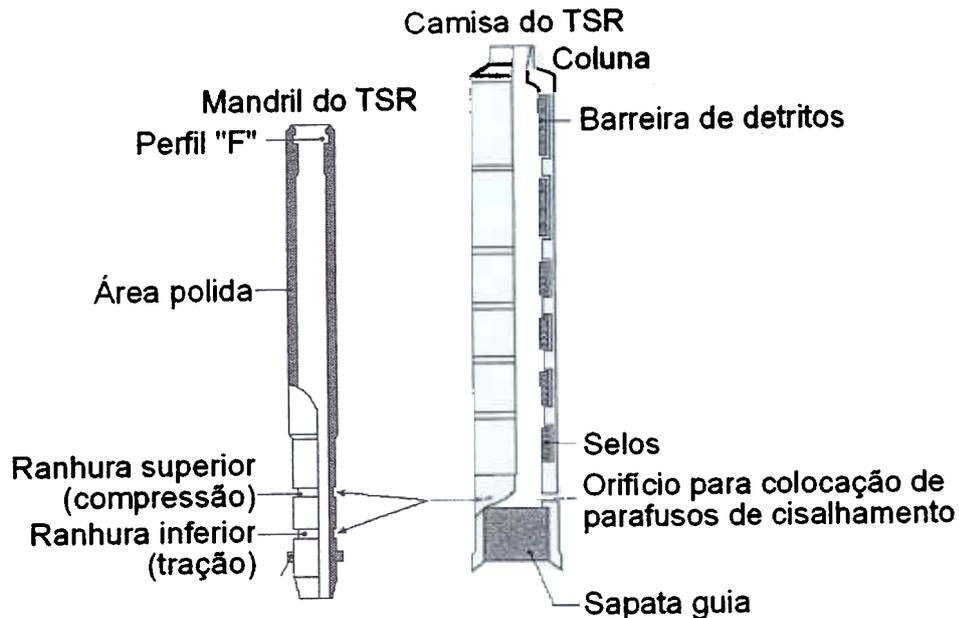


Figura 6.22 – Junta telescópica (TSR).

É composto basicamente de duas partes independentes: a camisa externa e o mandril. A camisa externa é solidária com a parte superior da coluna e é composta de dois conjuntos de barreiras de detritos, quatro conjuntos de unidades selantes e a sapata-guia. O mandril é solidário com a parte inferior da coluna e possui um perfil F no topo, seguido de mandril polido e duas sedes para parafusos de cisalhamento.

A vedação entre os dois conjuntos (camisa externa e mandril) é feita pelo conjunto de unidades selantes sobre o mandril polido. O travamento entre os dois conjuntos, para descida ou retirada, é feito através da sapata-guia que se encaixa no mandril e por parafusos de cisalhamento, que tanto podem ser instalados para ruptura por tração ou compressão.

O perfil F no topo do mandril tem a finalidade de possibilitar o isolamento da coluna através do tampão mecânico e também possibilitar a limpeza dos detritos, por circulação, que porventura se acumulem acima do tampão.

6.3.10 Mandril de *gas-lift*

Os mandris de *gas-lift* são os componentes da coluna de produção que servem para alojar as válvulas que permitirão a circulação de gás do espaço anular para a coluna de produção. Estas válvulas podem ser assentadas e retiradas através de operações a cabo e destinam-se à elevação artificial por *gas-lift*, assunto que será detalhado no Capítulo 8.

Os mandris são excêntricos, isto é, as bolsas de assentamento das válvulas são localizadas na lateral do mandril, só sendo acessíveis com a utilização de ferramentas especiais (desviadores) através de operações com cabo. Assim, os mandris mantêm um diâmetro interno igual ao dos tubos de produção.

6.3.11 Válvula de segurança de subsuperfície (DHSV)

Existem dois tipos principais de DHSV (*Down Hole Safety Valve*): as enroscadas na coluna, conhecidas como *tubing mounted* (figura 6.23), que são conectadas diretamente na coluna de produção; e as insertáveis, ou *wireline retrievable* (figura 6.24), que são instaladas após a descida da coluna através de operação com cabo.

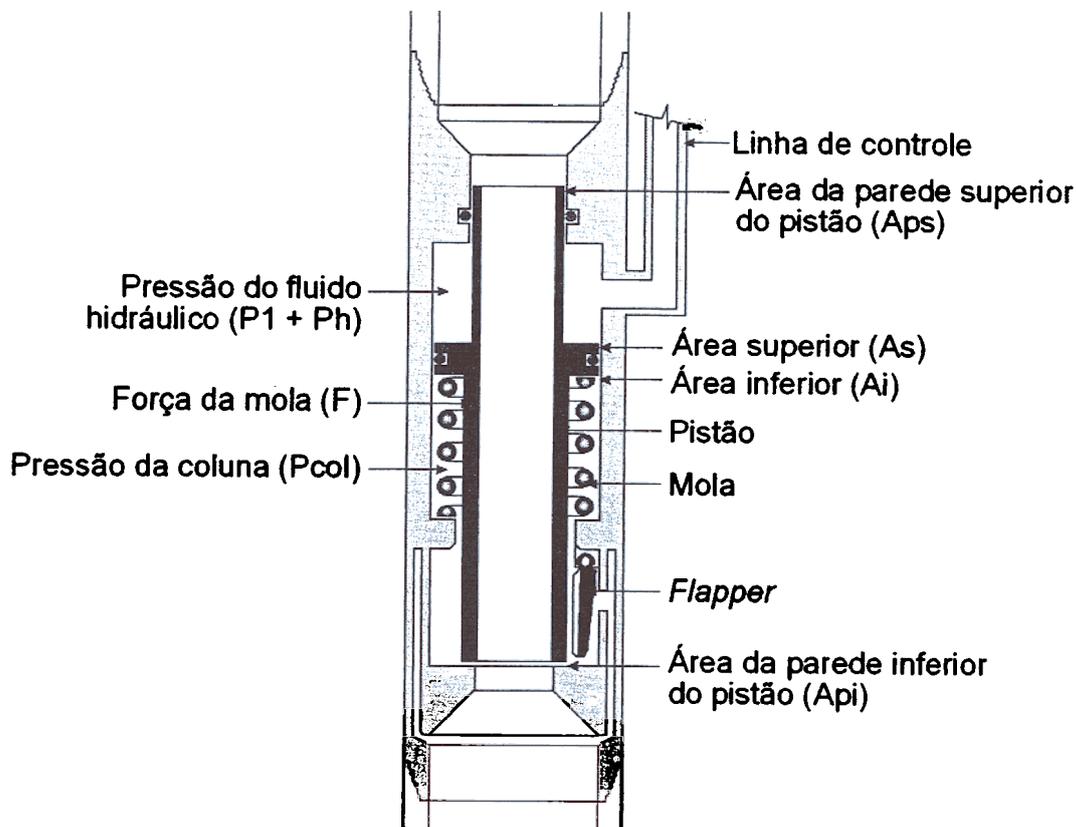


Figura 6.23 – Desenho esquemático da DHSV *tubing mounted*.

A válvula de segurança de subsuperfície é um componente da coluna de produção que fica posicionado normalmente a cerca de 30 m abaixo do fundo do mar e tem a função de fechar o poço em casos de emergência. Como fica instalada dentro do poço, não pode ser danificada por fogo ou colisão, o que garante a sua operacionalidade nas situações de emergência, quando efetivamente é necessária. A DHSV contém uma mola que tende a fechá-la, sendo mantida na posição aberta através de uma linha de controle conectada à superfície, permanentemente pressurizada. Havendo despressurização dessa linha a válvula se fecha.

6.4 Equipamentos de superfície

São os equipamentos responsáveis pela ancoragem da coluna de produção, pela vedação entre a coluna e o revestimento de produção e pelo controle do fluxo de fluidos na superfície. Existe uma série de equipamentos padronizados que constituem os diversos sistemas de cabeça de poço, para a completação de poços terrestres e marítimos. São os seguintes os principais equipamentos de cabeça de poço:

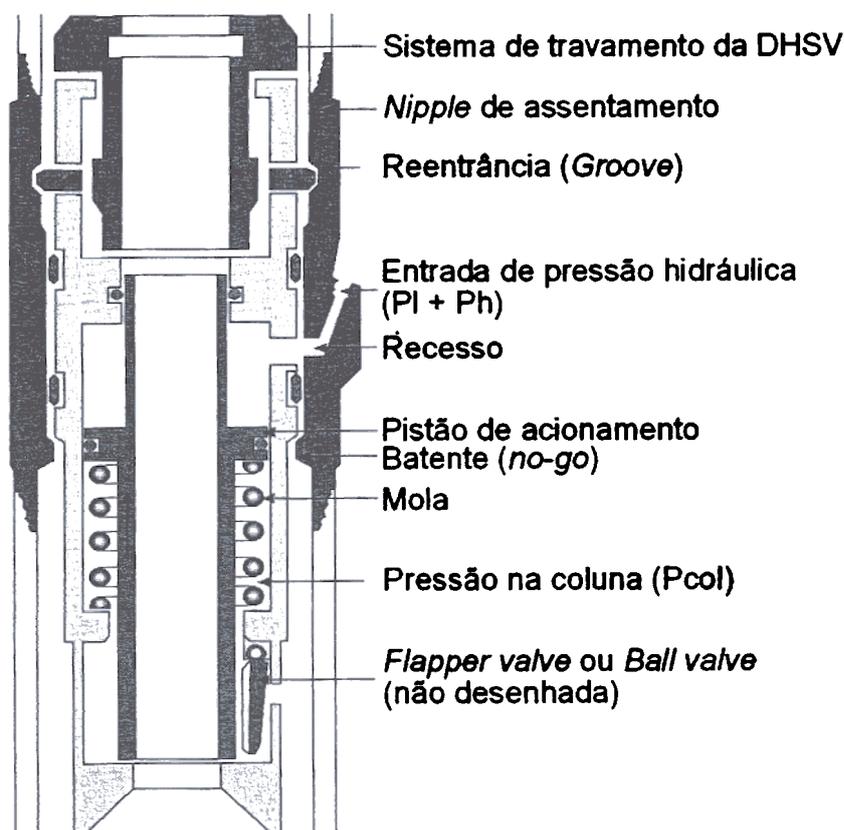


Figura 6.24 – Desenho esquemático da DHSV insertável.

6.4.1 Cabeça de produção

É um carretel com dois flanges e duas saídas laterais (figura 6.25). Quando a cabeça de produção é instalada, o flange inferior fica apoiado na cabeça do revestimento de produção e o flange superior recebe a árvore de natal com seu adaptador. Em uma das saídas laterais geralmente é conectada a linha de injeção de gás (poços equipados para *gas-lift*) e na outra a linha de matar (*kill line*), para um eventual amortecimento do poço.

Internamente existe uma sede na qual se apóia o suspensor da coluna de produção que, por sua vez, suporta o peso da coluna. Existem vários modelos de suspensores e adaptadores, projetados para as mais diversas situações. A figura 6.25 mostra um suspensor do tipo *extended neck* com adaptador modelo A5S, para completções secas com válvula de segurança.

6.4.2 Árvore de natal convencional (ANC)

A árvore de natal convencional (figura 6.26) é o equipamento de superfície constituído por um conjunto de válvulas tipo gaveta (com acionamento hidráulico, pneumático e manual), com a finalidade de permitir, de forma controlada, o fluxo de óleo do poço.

Normalmente, as ANCs estão equipadas com duas válvulas mestras (uma inferior, manual, e uma superior, com acionamento hidráulico), duas laterais (uma com acionamento pneumático e outra manual) e uma válvula de pistoneio (manual).

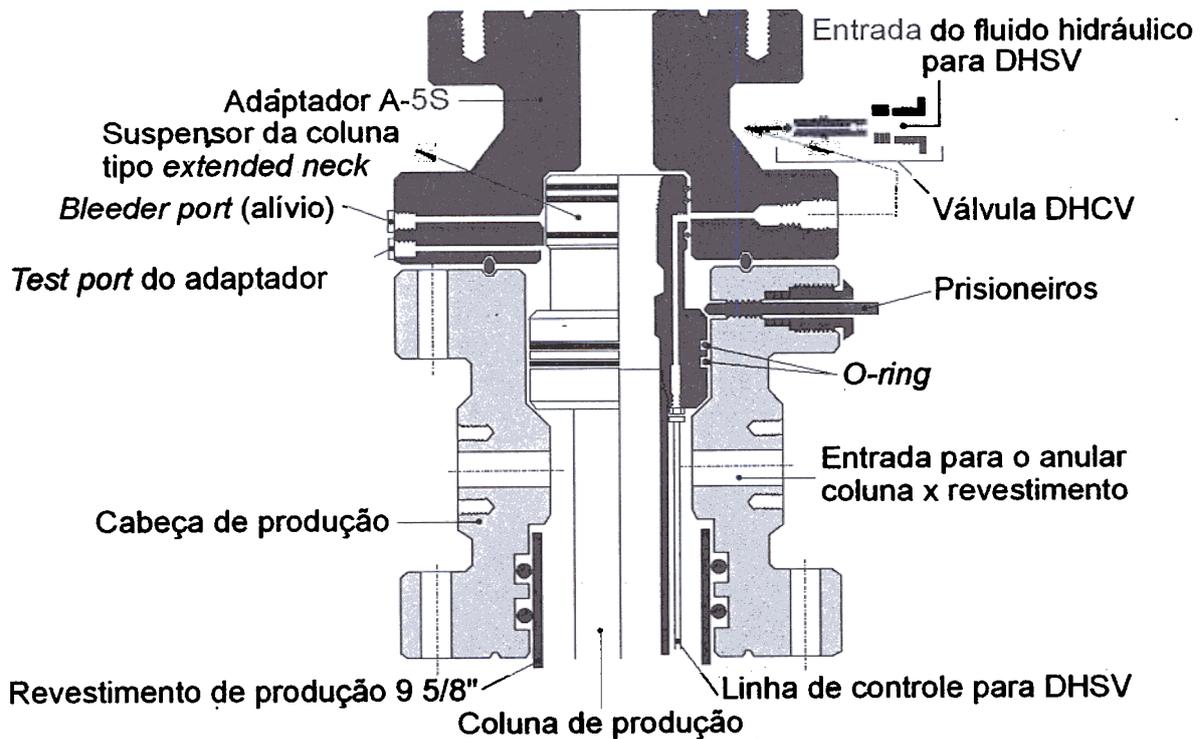


Figura 6.25 – Cabeça de produção com adaptador.

As válvulas mestras têm a função principal de fechamento do poço.

As válvulas laterais têm o objetivo de controlar o fluxo do poço, direcionando a produção para a linha de surgência. À jusante de uma das válvulas laterais é instalada uma válvula com abertura regulável que permite controlar a vazão de produção do poço.



Figura 6.26 – Ávore de natal convencional (ANC). (Foto de autoria de Jonio Machado).

A existência de acionamento hidráulico em uma das válvulas mestras, e pneumático na válvula lateral, é decorrente da necessidade de se dispor de duas fontes independentes para acionamento das válvulas e fechamento do poço.

A válvula de pistoneio é uma válvula que fica localizada no topo das ANCs, acima do ponto de divergência do fluxo. Sua função é, quando aberta, permitir a descida de ferramentas dentro da coluna de produção.

6.4.3 Árvore de natal molhada (ANM)

A árvore de natal molhada (ANM) é um equipamento instalado no fundo do mar, constituído basicamente por um conjunto de válvulas tipo gaveta, um conjunto de linhas de fluxo e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma de produção.

As ANMs podem ser classificadas, quanto ao modo de instalação e de conexão das linhas de produção e controle, em:

- *diver operated* (DO) – operadas por mergulhador;
- *diver assisted* (DA) – assistida por mergulhador;
- *diverless* (DL) – operada sem mergulhador;
- *diverless lay-away* (DLL) – operada sem mergulhador;
- *diverless guidelineless* (GLL) – operada sem mergulhador e sem cabos-guia.

a) ANM-DO

As ANMs do tipo DO, de baixo custo de aquisição, foram introduzidas para viabilizar a produção de campos ou poços marginais em águas de até 200 metros de profundidade. Nesse tipo de árvore os mergulhadores podem operar válvulas manuais e realizar conexões das linhas de fluxo e controle (figura 6.27).

b) ANM-DA

São ANMs instaladas em poços localizados em profundidade de até 300 metros, onde o único trabalho previsto para mergulhadores é a conexão das linhas de fluxo e controle. Não existem válvulas de acionamento manual. Um inconveniente característico deste tipo de ANM e também das árvores do tipo DO é a necessidade de usar mergulhadores para desconectar as linhas de produção e controle da ANM para retirar a árvore toda vez que for necessário intervir no poço (figura 6.28).

c) ANM-DL

São ANMs destinadas a poços de até 400 metros de lâmina d'água. Todas as conexões e/ou acoplamentos são feitos através de ferramentas ou conectores hidráulicos, inclusive linhas de fluxo e controle.

Podem ser consideradas as precursoras das atuais ANMs DLL e GLL, pois os conceitos utilizados nestas últimas foram evoluções decorrentes das muitas dificuldades enfrentadas na instalação das ANMs DL. Como as primeiras ANMs DL foram instaladas em lâminas d'água inferiores a 300 metros, onde é possível utilizar mergulho saturado, várias dificuldades foram solucionadas com auxílio de mergulho, o que não mais seria possível em profundidades maiores. Os sistemas de conexão das li-

nhas de produção e controle da ANM eram de dimensões bastante elevadas e pouco operacionais. Este tipo de ANM pode ser considerado obsoleta, tanto que todas as ANMs localizadas em lâminas d'água inferiores a 300 metros sofreram transformações para torná-las *diver assisted*. Aquelas que se encontram instaladas em maiores profundidades continuam sem modificações.

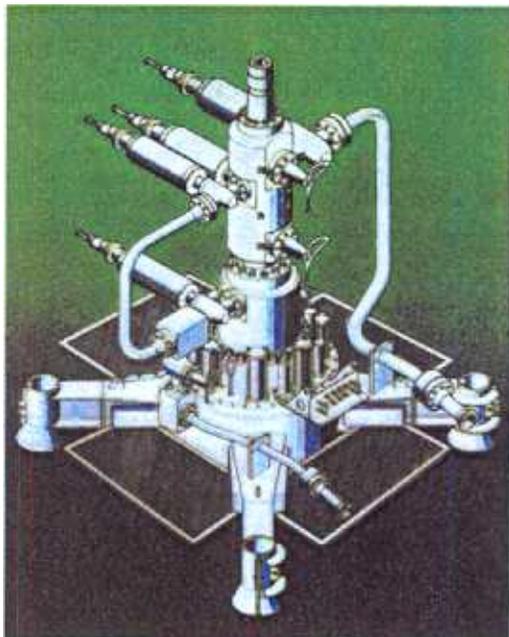


Figura 6.27 – ANM tipo DO.

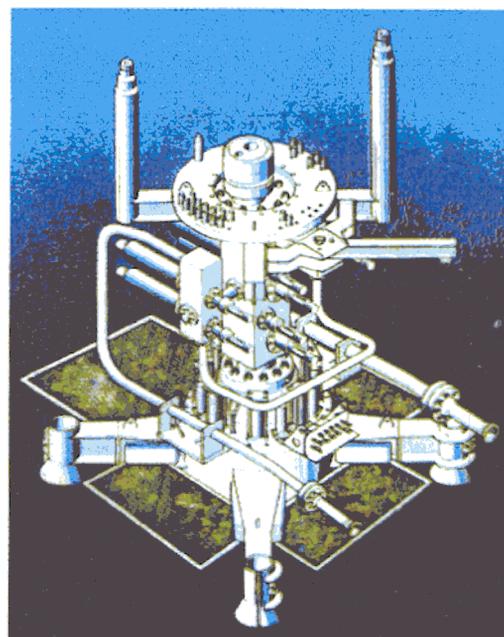


Figura 6.28 – ANM tipo DA.

d) ANM-DLL

Estas ANMs solucionaram o maior problema das ANMs do tipo DL, ou seja, a dificuldade de conexões das linhas de fluxo e controle da ANM. Estas ANMs já descem com as linhas de fluxo e controle conectadas diretamente à ANM, ou, como outra opção, conectadas a uma base adaptadora de produção (BAP), descida antes da própria ANM. Possuem também interface para operações com ROV (*Remote Operated Vehicle*).

A descida de ANM, ou da BAP, é feita em conjunto com as linhas de fluxo e controle lançadas pelo barco de lançamento de linhas, de onde vem a classificação *lay-away*. Quando as linhas são descidas em conjunto com a ANM, é possível testar todas as interfaces antes do lançamento, verificando e corrigindo qualquer tipo de vazamento, o mesmo não ocorrendo quando as linhas são lançadas com a base adaptadora de produção (BAP).

Este tipo de ANM, com lançamento de linhas do tipo *lay-away*, possui o inconveniente de se necessitar a coordenação de programação do barco de lançamento com a sonda de completção, prejudicando o cronograma de lançamento de linhas do barco, pois as operações de completção geralmente apresentam atrasos decorrentes das anormalidades enfrentadas.

A grande vantagem deste sistema se refere à existência de um berço na base adaptadora de produção, onde o mandril das linhas de fluxo vai se apoiar. Caso seja necessária a retirada da ANM, durante uma intervenção, as linhas de fluxo e controle permanecerão intocadas, tornando a reconexão automática, quando do retorno da ANM à sua posição.

e) ANM-GLL

São utilizadas para poços em lâmina d'água superiores a 500 metros, perfurados por unidades de posicionamento dinâmico (sem cabos guia) ou por unidades com padrão de ancoragem especial (até 1.000 metros de lâmina d'água).

Estas ANMs (figura 6.29) utilizam também uma base adaptadora de produção (BAP), com funções idênticas àquelas das ANMs DLL. Como o sistema de cabeça de poço submarino não utiliza cabos-guia, todas as orientações nos acoplamentos são feitas através de grandes funis, utilizando sistemas com rasgos e chavetas.

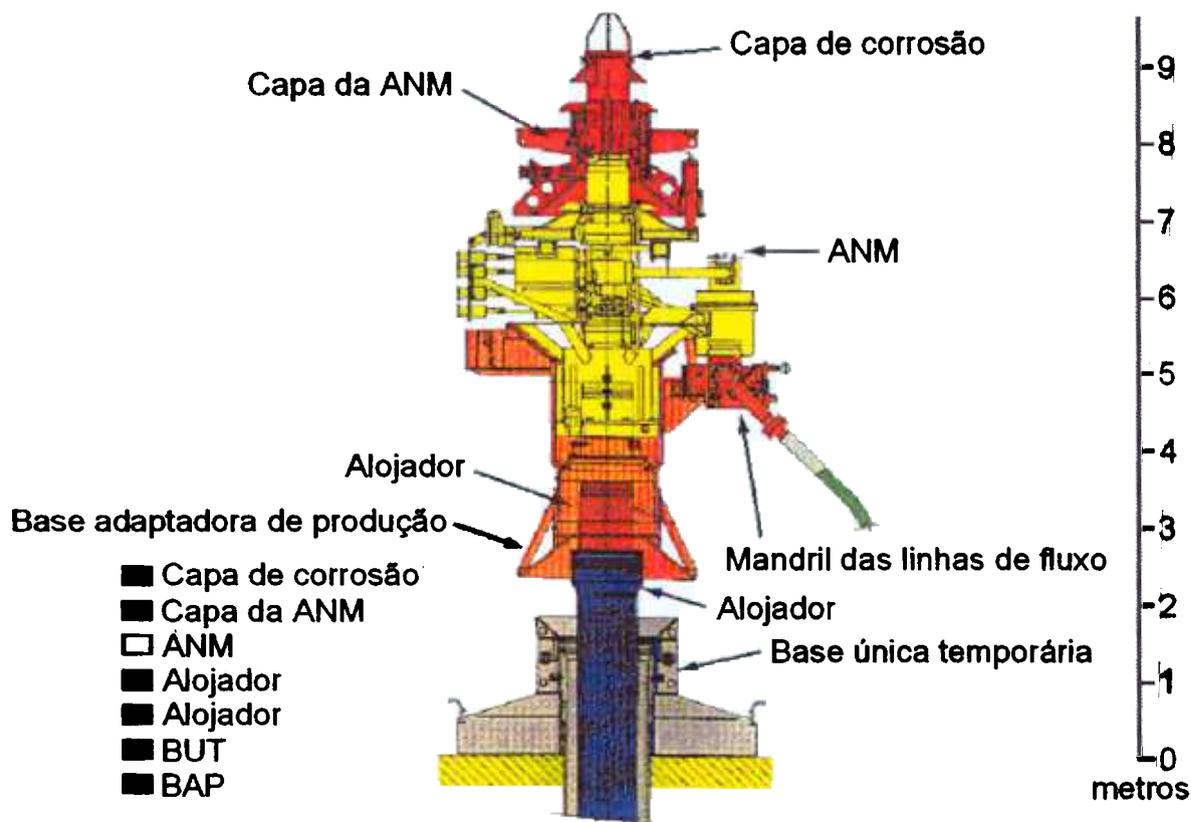


Figura 6.29 – ANM tipo GLL.

Em junho de 1997 foi completado o poço MLS-3, numa lâmina d'água de 1.700 metros, com ANM GLL, um novo recorde mundial. Este tipo de árvore era o mais avançado modelo existente naquela época.

Um novo conceito de lançamento de linhas de produção e controle vem sendo empregado com este tipo de ANM, ou seja, o antigo conceito *lay-away*, em que as linhas de fluxo são lançadas conjuntamente com a ANM, está sendo substituído pela conexão vertical (CV), com uso de trenó (figura 6.30). Neste tipo de conexão o mandril das linhas de fluxo é lançado com o trenó, ao lado da cabeça do poço, independentemente da descida da base adaptadora de produção ou da ANM. Este procedimento melhora a produtividade de lançamento de linhas do navio, já que não mais necessita de sua coordenação simultânea com a descida da ANM ou da BAP.

O conceito de conexão vertical (CV) foi estendido, originando o conceito de conexão vertical direta (CVD), que ao invés de fazer uso do trenó para abandonar o mandril das linhas de fluxo ao lado do poço, posiciona-o diretamente em seu berço localizado na BAP.

Um fato novo tem se verificado nas completações mais recentes. Anteriormente, as bases adaptadoras de produção eram compradas sempre em conjunto com a ANM, possibilitando que os testes de estanqueidade das conexões das linhas de controle e fluxo à ANM fossem realizados na fábrica e na sonda, antes de sua instalação. Atualmente, em função dos cronogramas de completação existentes e visando minimizar o estoque de ANMs, as bases estão sendo compradas e entregues descasadas das ANMs.

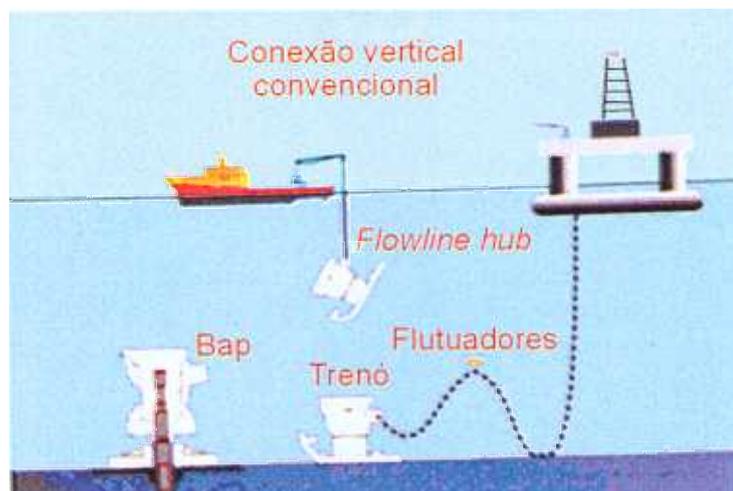


Figura 6.30 – Conceito da conexão vertical (CV).

Com esta nova sistemática, os poços estão sendo completados até a instalação de suspensor de coluna na base adaptadora de produção, e abandonados temporariamente. Isto se deve ao fato de que o tempo de fabricação de uma ANM (em torno de 18 meses) é muito maior que o tempo de fabricação das bases (três meses), e desta forma, quando as ANMs forem entregues e a unidade estacionária puder receber a produção dos poços, a finalização das completações se dará de forma bastante rápida, antecipando a produção.

6.5 Intervenções em poços

Ao longo da vida produtiva dos poços, geralmente são necessárias outras intervenções posteriores à completação, designadas genericamente de *workover*, com os objetivos de manter a produção ou eventualmente melhorar a produtividade. Sem instalação de sonda, é possível realizar uma série de operações com cabo, tais como: abertura ou fechamento de *sliding sleeves*, substituição de válvulas de *gas-lift*, registros de pressão, etc. Quando há necessidade de intervenções com sonda, geralmente essas intervenções visam a corrigir:

- falhas mecânicas na coluna de produção ou revestimento;
- restrições que ocasionam a redução da produtividade;
- produção excessiva de gás;
- produção excessiva de água;
- produção de areia.

As intervenções de *workover* costumam ser classificadas como: avaliação, recompletação, restauração, limpeza, estimulação e mudança do método de elevação e abandono.

6.5.1 Avaliação

Avaliação é uma intervenção que tem como objetivo diagnosticar as causas da baixa produtividade (ou baixa injetividade), ou mesmo avaliar outras zonas que não se encontram em produção, conforme descrito no Capítulo 5.

6.5.2 Recompletação

Visa substituir a(s) zona(s) que estava(m) em produção ou colocar nova(s) zona(s) em produção. Quando cessa o interesse em se produzir (ou injetar) em determinada zona, esta é abandonada e o poço é recompletado para produzir (ou injetar) em outro intervalo. A recompletação também é realizada quando se deseja converter um poço produtor em injetor (de água, gás, vapor, etc.), ou vice-versa.

O abandono da antiga zona de interesse geralmente é feito através de um tampão mecânico ou através de uma compressão de cimento nos canhoneados. Na seqüência, recondiciona-se o poço para o canhoneio da nova zona produtora.

6.5.3 Restauração

A restauração é um conjunto de atividades que visam restabelecer as condições normais de fluxo do reservatório para o poço (eliminação de dano de formação), eliminar e/ou corrigir falhas mecânicas no revestimento ou na cimentação, reduzir a produção excessiva de gás (alta razão gás/óleo – RGO) ou de água (alta razão água/óleo – RAO).

a) Elevada produção de água

A produção de óleo com alta RAO acarreta um custo adicional na produção, na separação e no descarte desta água. Se a zona produtora é espessa, pode-se tamponar os canhoneados com cimento ou tampão mecânico, e recanhonear apenas na parte superior, resolvendo o problema temporariamente.

Uma elevada RAO pode ser consequência de:

- elevação do contato óleo/água devido ao mecanismo de reservatório (influxo de água) ou à injeção de água;
- falhas na cimentação primária ou furos no revestimento; e
- fraturamento ou acidificação atingindo a zona de água.

O aparecimento de água é normal, após certo tempo de produção, em um reservatório com influxo de água ou sob injeção desta. Quando há variação de permeabilidade horizontal ao longo do intervalo produtor este problema se torna mais complexo, devido ao avanço diferencial da água, conhecido como *fingering* (figura 6.31).

O cone de água é um movimento essencialmente vertical da água na formação. Não ultrapassa barreiras pouco permeáveis e ocorre normalmente em pequenas distâncias.

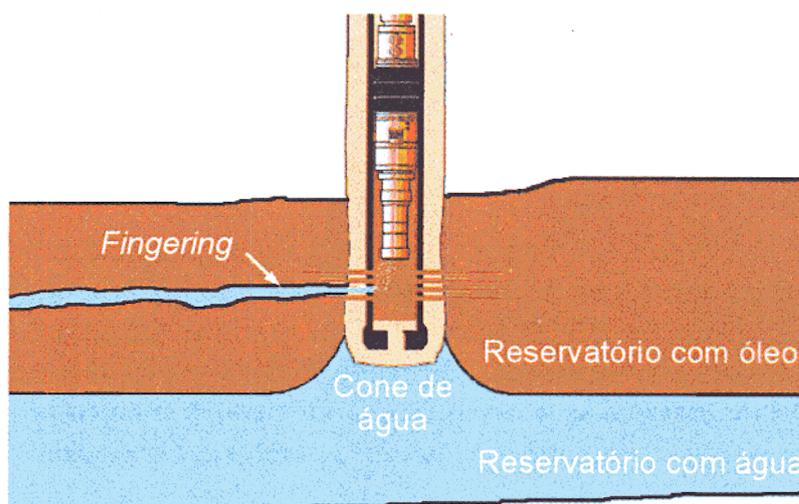


Figura 6.31 – Exemplo de formação de cone de água e *fingering*.

Tanto o cone de água quanto o *fingering* são fenômenos altamente agravados pela produção com elevada vazão. Quando a elevada razão água-óleo não é devida a esses dois fenômenos, pode-se suspeitar ou de dano no revestimento ou de fraturas mal direcionadas.

Um dano no revestimento pode ser solucionado por uma compressão de cimento ou por um isolamento com obturadores e/ou tampões. Já uma fratura mal dirigida é um problema de difícil solução.

b) Elevada produção de gás

Uma razão gás/óleo muito elevada pode ter como causa o próprio gás dissolvido no óleo, o gás de uma capa de gás ou aquele proveniente de uma outra zona ou reservatório adjacente. Esse último caso é produto de uma falha no revestimento, de uma estimulação mal concretizada ou de falha na cimentação.

A produção excessiva de gás pode ser contornada temporariamente recanhando-se o poço apenas na parte inferior da zona de interesse.

Um cone de gás é mais facilmente controlado pela redução da vazão do que o cone de água. Isto se deve à maior diferença de densidade entre o óleo e o gás do que entre o óleo e a água. O fechamento do poço temporariamente é uma técnica recomendada para a retração do cone de gás ou água.

c) Falhas mecânicas

Detectando-se um aumento da razão água/óleo e se suspeitando de um provável vazamento no revestimento, a água produzida deve ser analisada e comparada com a água da formação, confirmando, ou não, a hipótese de furo no revestimento. Entre as falhas mecânicas pode-se citar: defeitos na cimentação, vazamento no revestimento, vazamento em colar de estágio, etc.

A localização do vazamento pode ser feita com: perfis de fluxo, perfis de temperatura ou testes seletivos de pressão usando obturador e tampão mecânico recuperável.

d) Vazão restringida

Um poço que esteja produzindo abaixo do seu potencial pode necessitar de uma restauração. As restrições ao fluxo podem estar na coluna, nos canhoneados ou no reservatório, nas proximidades do poço. Geralmente as restrições são causadas por incrustações ou deposições de parafinas ou asfaltenos, ou ainda por migração de sedimentos do reservatório. Quando a baixa produtividade é causada pela redução da permeabilidade em torno do poço, diz-se que há um dano de formação. Para recuperar a produtividade original é necessário remover ou ultrapassar o dano. Os métodos mais usuais são o recanhoneio, a acidificação e o fraturamento de pequena extensão.

6.5.4 Limpeza

A limpeza é um conjunto de atividades executadas no interior do revestimento de produção visando limpar o fundo do poço ou substituir os equipamentos de subsuperfície, objetivando um maior rendimento. Como exemplos de problemas geradores de intervenções de limpeza podem ser citados: deposição de sólidos no fundo do poço tamponando os canhoneados, furos na coluna de produção, vazamento no obturador, necessidade de reposicionar componentes da coluna de produção, vazamentos em equipamentos de superfície, entre outros.

6.5.5 Mudança do método de elevação

Quando a vazão está sendo restringida devido a um sistema de elevação artificial inadequado ou com defeito, é necessário substituí-lo. Normalmente os poços são surgentes durante o período inicial de sua vida produtiva, passando a requerer um sistema de elevação artificial após algum tempo de produção (Capítulo 8).

6.5.6 Estimulação

A estimulação é um conjunto de atividades que objetiva aumentar o índice de produtividade ou injetividade do poço. Os métodos mais utilizados são o fraturamento hidráulico e a acidificação, embora este último possa ser considerado como atividade de restauração.

a) Fraturamento hidráulico

Pode ser definido como um processo no qual um elevado diferencial de pressão, transmitido pelo fluido de fraturamento, é aplicado contra a rocha-reservatório até a sua ruptura. A fratura, que é iniciada no poço, se propaga através da formação pelo bombeio de um certo volume de fluido, acima da pressão de fraturamento. Para se evitar que a fratura induzida feche ao cessar o diferencial de pressão aplicado, um agente de sustentação (normalmente areia) é bombeado com o fluido de fraturamento. Assim, se cria um caminho preferencial de elevada condutividade, o qual facilitará o fluxo de fluidos do reservatório para o poço (ou vice-versa).

Nos fraturamentos de rochas calcárias, em que são utilizadas soluções ácidas como fluido fraturante, muitas vezes é dispensável o uso de agentes de sustentação. Nesses casos, a dissolução irregular das faces da fratura formará os canais de alta capacidade de fluxo.

O fraturamento não altera a permeabilidade natural das rochas-reservatório. Faz aumentar o índice de produtividade dos poços pelas seguintes razões:

- modifica o modelo do fluxo do reservatório para o poço. O fluxo passa a ser linear dentro da fratura e nas proximidades e “pseudo-radial” mais distante da fratura. Como se pode deduzir, uma área maior do reservatório é exposta ao fluxo para o poço. O fluido passa a percorrer caminhos de muito menor resistência ao fluxo;
- quando há dano à formação, a fratura ultrapassa a zona com permeabilidade restringida, próxima ao poço;
- existe ainda a possibilidade de a fratura atingir uma área do reservatório, mais distante do poço, com melhores condições de permoporosidade;
- em reservatórios lenticulares (seções produtoras de pequenas espessuras, intercaladas por folhelhos) a fratura criada poderá atingir zonas não previamente conectadas ao poço, colocando-as em produção;
- em reservatórios naturalmente fraturados, uma fratura induzida hidráulicamente também poderá interconectar fissuras naturais em quantidade suficiente para aumentar a produção.

Além de incrementar o índice de produtividade dos poços, o fraturamento pode contribuir para o aumento da recuperação final das jazidas.

Os fluidos utilizados nas operações de fraturamento hidráulico normalmente são gelificados e devem possuir características especiais para permitir o bombeio da areia (ou outro agente de sustentação), de modo a garantir um tratamento econômico e eficaz.

Outros processos de fraturamento das formações já foram pesquisados. Inicialmente foram feitas experiências com a utilização de explosivos líquidos e, mais tarde, com o emprego da energia nuclear. Devido aos altos riscos e custos envolvidos, até agora nenhum outro método se mostrou competitivo. O fraturamento hidráulico em conjunto com a acidificação continuam sendo os mais eficazes métodos de estimulação de poços empregados na indústria petrolífera.

b) Acidificação

Acidificação de matriz é a injeção de um ácido com pressão inferior à pressão de fraturamento da formação, visando remover o dano de formação. Logo após uma acidificação o ácido deve ser recuperado da formação, com o objetivo de prevenir a formação de produtos danosos a esta (precipitados insolúveis).

Os tratamentos com ácido são variados: além dos tratamentos matriciais em carbonatos e arenitos, pode-se efetuar a limpeza de canhoneados obstruídos, limpeza e lavagem de colunas de perfuração e produção, etc. O fraturamento com ácido também pode ser realizado com sucesso em formações calcárias.

Geralmente são utilizados o ácido clorídrico e o ácido fluorídrico. O *Mud Acid Regular* (12% HCl + 3% HF) e o HCl a 15% são os mais utilizados.

A acidificação de matriz somente é efetiva em formações de permeabilidade regular a boa, obviamente quando a restrição ao fluxo é causada por material solúvel em ácido. Para formações de baixa permeabilidade, o mais indicado é o fraturamento.

6.5.7 Abandono

Quando um poço é retirado de operação, ele deve ser tamponado, de acordo com normas rigorosas que visam a minimizar riscos de acidentes e danos ao meio ambiente. Se houver a previsão de retorno ao poço, no futuro, efetua-se o **abandono temporário**. Por exemplo: ao terminar a perfuração dos poços marítimos, geralmente eles são avaliados e em seguida abandonados temporariamente até a instalação da plataforma de produção, quando os poços são completados e colocados em produção.

Quando não se prevê o retorno ao poço, é realizado o **abandono definitivo**. Exemplos: ao final da vida produtiva do poço ou quando ele é avaliado como sub-comercial ou seco, logo após a perfuração. Tanto os abandonos temporários como os definitivos são realizados através de tampões de cimento (figura 6.32) ou mediante o assentamento de tampões mecânicos (*bridge plugs* permanentes – BPPs). A diferença básica é que no abandono definitivo todo o equipamento de superfície é retirado, enquanto que no abandono temporário o poço permanece em condição de aceitar futuras intervenções.

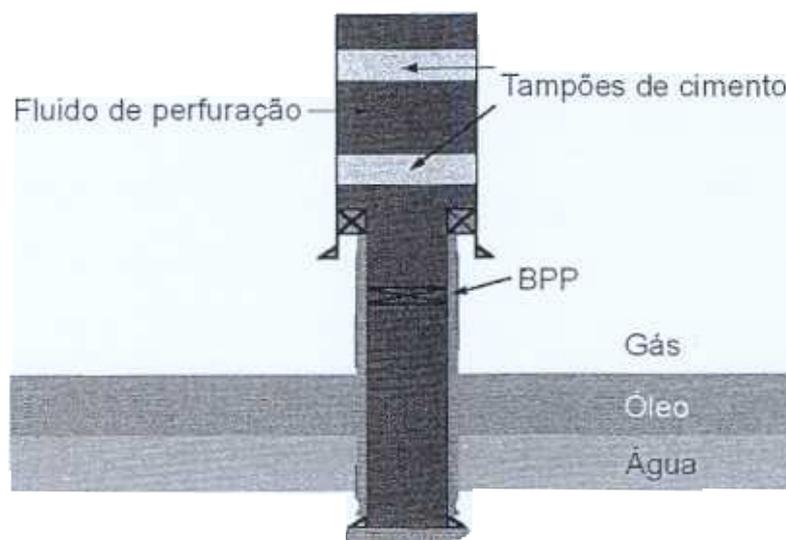


Figura 6.32 – Esquema de poço abandonado.

RESERVATÓRIOS

A engenharia de reservatórios se preocupa basicamente com a retirada dos fluidos do interior das rochas, de modo que eles possam ser conduzidos até a superfície.

São estudadas na engenharia de reservatórios a caracterização das jazidas, as propriedades das rochas, as propriedades dos fluidos nelas contidos, a maneira como estes fluidos interagem dentro da rocha e as leis físicas que regem o movimento dos fluidos no seu interior, com o objetivo de maximizar a produção de hidrocarbonetos com o menor custo possível.

7.1 Propriedades básicas

Nos estudos de um reservatório de petróleo é fundamental o conhecimento de propriedades básicas da rocha e dos fluidos nela contidos. São essas propriedades que determinam as quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, a sua distribuição, a capacidade desses fluidos se moverem e, mais importante de todas, a quantidade de fluidos que pode ser extraída. Além da porosidade, já definida anteriormente, outras importantes propriedades devem ser consideradas.

7.1.1 Compressibilidade

Um corpo que inicialmente tem um volume V , ao ser submetido a uma compressão P , sofrerá uma redução de volume ΔV . O quociente entre a redução de volume ΔV e o volume inicial V recebe o nome de variação fracional. Dividindo-se a variação fracional pelo ΔP , tem-se a “compressibilidade”. Assim, por definição, compressibilidade é o “quociente entre a variação fracional de volume e a variação de pressão”.

Na engenharia de reservatórios tem-se particular interesse na chamada “compressibilidade efetiva da formação”, definida a seguir.

Os poros de uma rocha-reservatório estão cheios de fluidos que exercem pressão sobre as paredes dos mesmos, da mesma maneira que o ar exerce uma pressão de dentro para fora em um balão de soprar. Assim, como o tamanho do balão depende da pressão interna, isto é, da quantidade de ar contida no seu interior, o volume dos

poros é uma função da sua pressão interna. Ao ser retirada uma certa quantidade de fluido do interior da rocha, a pressão cai e os poros têm os seus volumes reduzidos. À relação entre esta variação fracional dos volumes dos poros e a variação de pressão dá-se o nome de “compressibilidade efetiva da formação”. Assim:

$$c_f = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta P} \quad 7.$$

onde:

- c_f = compressibilidade efetiva da formação;
- ΔV_p = variação do volume poroso;
- V_p = volume poroso inicial;
- $\Delta V_p / V_p$ = variação fracional do volume; e
- ΔP = variação da pressão.

A compressibilidade efetiva da formação pode desempenhar um papel muito importante durante certa etapa da vida produtiva de um reservatório de petróleo.

7.1.2 Saturação

Além de hidrocarbonetos, os poros de uma rocha-reservatório contêm água. Assim sendo, o conhecimento do volume poroso não é suficiente para se estabelecer as quantidades de óleo e/ou gás contidas nas formações. Para que essas quantidades sejam estimadas, é necessário se estabelecer que percentual do volume poroso é ocupado por cada fluido. Esses percentuais recebem o nome de “saturação”.

A saturação de óleo, água e gás é o percentual do volume poroso (V_p) ocupado por cada uma destas fases, ou seja:

$$\text{Saturação de Óleo: } S_o = V_o / V_p$$

$$\text{Saturação de Gás: } S_g = V_g / V_p$$

$$\text{Saturação de Água: } S_w = V_w / V_p$$

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

Ao ser descoberto, um reservatório de petróleo apresenta uma certa saturação de água, que recebe o nome de **água conata**.

7.1.3 Permeabilidade absoluta

Mesmo que uma rocha contenha uma quantidade apreciável de poros e dentro desses poros existam hidrocarbonetos em uma quantidade razoável, não há a garantia de que eles possam ser extraídos. Para que isso ocorra, é necessário que a rocha permita o fluxo de fluidos através dela.

Os fluidos percorrem o que se poderia chamar de “canais porosos”. Quanto mais cheios de estrangulamentos, mais estreitos e mais tortuosos forem esses canais

porosos, maior será o grau de dificuldade para os fluidos se moverem no seu interior. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos.

A medida da capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos é chamada **permeabilidade**. Quando existe apenas um único fluido saturando a rocha, esta propriedade recebe o nome de “permeabilidade absoluta”. A permeabilidade tem por símbolo a letra “k”, e a sua unidade de medida mais utilizada é o darcy, em homenagem ao engenheiro francês Henry D’Arcy (1803-1858), que formulou a equação de deslocamento de fluidos em meios porosos.

A figura 7.1 representa o fluxo de um fluido através de um meio poroso linear. O fluido tem viscosidade “ μ ” e o meio poroso tem comprimento “L” e seção reta (área aberta ao fluxo) “A”. Segundo a equação, a vazão “q” através do meio poroso é diretamente proporcional à área aberta ao fluxo, ao diferencial de pressão ($P_1 - P_2$) e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade. A permeabilidade é uma constante de proporcionalidade característica do meio poroso.

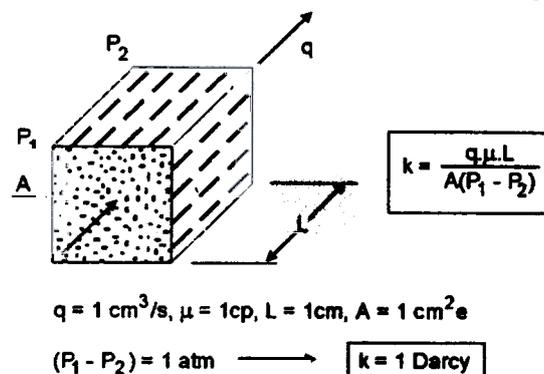


Figura 7. - Fluxo linear.

Por definição, um darcy é a permeabilidade de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de 1 cm³/s de um fluido de viscosidade 1 centipoise¹³ através de 1 cm² de área aberta ao fluxo. Como o darcy (D) é uma unidade muito grande, usa-se mais comumente o submúltiplo “mildarcy”, cujo símbolo é “mD”.

Na figura 7.2, o fluido se desloca radialmente em um meio poroso de forma cilíndrica, onde se localiza um poço de raio “ r_w ”. O meio poroso tem altura “h” e raio externo “ r_e ”. O termo ($P_e - P_w$) indica a diferença de pressão entre a periferia e o centro do poço, e é o agente responsável pelo deslocamento.

7.1.4 Permeabilidade efetiva

Uma rocha-reservatório contém sempre dois ou mais fluidos, de modo que a permeabilidade absoluta não é suficiente para se medir a facilidade com que determinado fluido se move no meio poroso.

¹³ Centipoise (cp) é um centésimo do poise, unidade de medida de viscosidade igual a dina-segundo/cm²

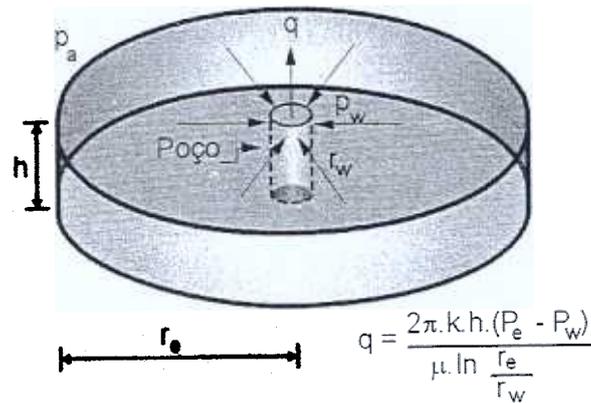


Figura 7.2 – Fluxo radial.

No caso da existência de mais de um fluido, a facilidade com que cada um se move é chamada “permeabilidade efetiva” ao fluido considerado. Por exemplo, se em um meio poroso estão fluindo água e óleo, tem-se permeabilidade efetiva à água e permeabilidade efetiva ao óleo. O símbolo da permeabilidade efetiva é a letra “k” com um subscrito correspondente ao fluido em questão. Assim, as permeabilidades efetivas ao óleo, ao gás e à água têm por símbolos k_o , k_g e k_w , respectivamente.

As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso. A cada valor de saturação de um fluido corresponde um valor de permeabilidade efetiva àquele fluido.

Colocando-se em um gráfico todos os valores de saturação com os seus correspondentes valores de permeabilidade, tem-se a “curva de permeabilidade efetiva”. A figura 7.3 apresenta curvas de permeabilidade efetiva ao óleo e à água em função da saturação de água. Essas curvas são obtidas a partir de ensaios em laboratório.

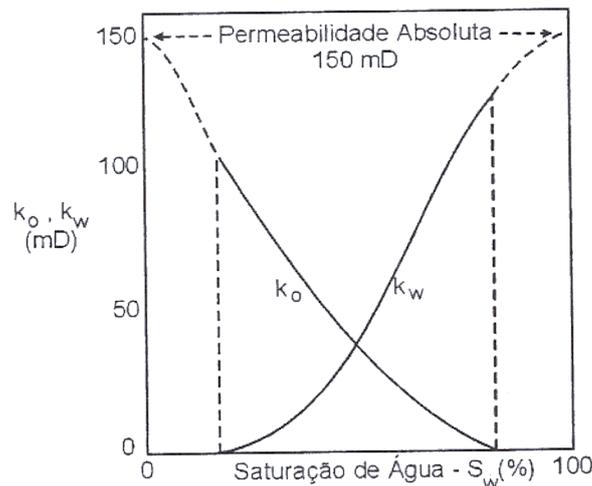


Figura 7.3 – Curvas de permeabilidade efetiva versus saturação de água.

Considere um experimento no qual se injeta óleo continuamente em um meio poroso cilíndrico inicialmente 100% saturado de água. O aparato é tal que a injeção se processa em uma das bases do cilindro, enquanto que os fluidos produzidos (óleo

e água) são coletados na face oposta. Enquanto o volume de óleo injetado é suficientemente pequeno, o óleo não forma uma fase contínua e não consegue fluir (sua permeabilidade efetiva é nula). Nesta fase apenas a água é produzida. Apesar de imóvel, a presença do óleo, mesmo em quantidades pequenas, reduz o espaço para a água se deslocar, fazendo com que a sua permeabilidade efetiva seja inferior à permeabilidade absoluta do meio poroso. A partir de uma certa saturação de óleo denominada de “crítica”, o óleo começa a fluir, iniciando-se o fluxo bifásico água-óleo. À medida que a injeção de óleo continua e a sua saturação aumenta, k_o cresce, enquanto k_w decresce. O experimento termina quando a saturação de água atinge um valor tal que ela pára de fluir, chamada de saturação irreduzível (correspondente a k_w igual a zero). A partir deste ponto haverá apenas fluxo de óleo.

Considere agora o processo inverso, isto é, inicialmente o meio está 100% saturado de óleo e injeta-se continuamente água. A água começa a fluir somente quando a sua saturação irreduzível for atingida. Quanto ao óleo, a sua saturação vai decrescendo até atingir a chamada “saturação de óleo residual” (S_{or}), quando então pára de fluir.

7.1.5 Permeabilidade relativa

Nos estudos de reservatórios, costumam-se utilizar os valores de permeabilidade após submetê-los a um processo de normalização. Normalizar os dados de permeabilidade nada mais é que dividir todos os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base. Ao resultado da normalização dá-se o nome de “permeabilidade relativa”.

O valor de permeabilidade mais utilizado como base é a permeabilidade absoluta. Assim, pode-se definir:

Permeabilidade Relativa ao Óleo: $k_{ro} = k_o/k$

Permeabilidade Relativa ao Gás: $k_{rg} = k_g/k$

Permeabilidade Relativa à Água: $k_{rw} = k_w/k$

A figura 7.4 apresenta curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo *versus* saturação de água.

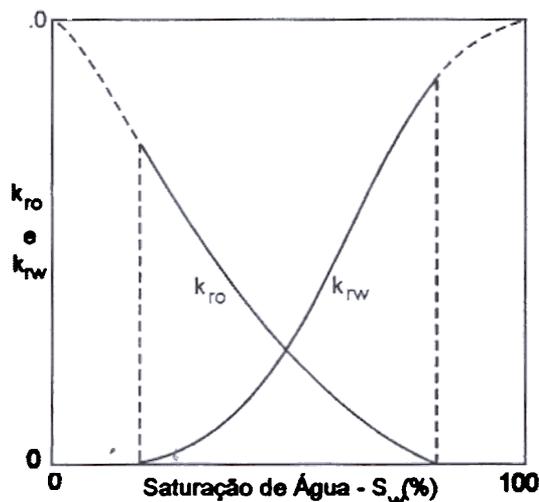


Figura 7.4 – Curvas de permeabilidade relativa *versus* saturação de água.

Como pode-se observar, a permeabilidade relativa nada mais é que a permeabilidade efetiva tornada adimensional. A permeabilidade relativa varia de zero (inexistência de fluxo) a 1 (meio poroso 100% saturado).

7.1.6 Mobilidade

Define-se mobilidade de um fluido como sendo a relação entre a sua permeabilidade efetiva e a sua viscosidade. Por exemplo, a mobilidade do óleo (fluido deslocado) é dada por $\lambda_o = k_o/\mu_o$ e a da água (fluido injetado) por $\lambda_w = k_w/\mu_w$. Assim como as permeabilidades efetivas, as mobilidades também dependem das saturações.

A razão de mobilidades é definida pela razão λ_w/λ_o . Observe que quanto maior for a razão de mobilidades menor será a eficiência de deslocamento de óleo, uma vez que, devido à sua maior mobilidade, o fluido injetado tenderá a “furar” o banco de óleo criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e os produtores.

7.2 Regimes de fluxo

O fluxo radial, apresentado na figura 7.2, é o que melhor caracteriza o movimento dos fluidos do reservatório para o poço, na maioria das situações. Como é comum nas soluções de engenharia, algumas premissas básicas são assumidas:

- o reservatório tem espessura constante;
- é considerado homogêneo em toda a sua extensão, com relação a todas as propriedades da rocha;
- é isotrópico com relação à permeabilidade;
- está saturado com um único fluido;
- o poço é completado em todo o intervalo produtor para assegurar o fluxo radial em toda a espessura do reservatório.

A figura 7.5 mostra esquematicamente a distribuição de pressões ao longo do reservatório, com o poço produzindo em condições estabilizadas a uma vazão constante q , sendo \bar{p} a média das pressões ao longo do reservatório ponderada em relação ao volume.

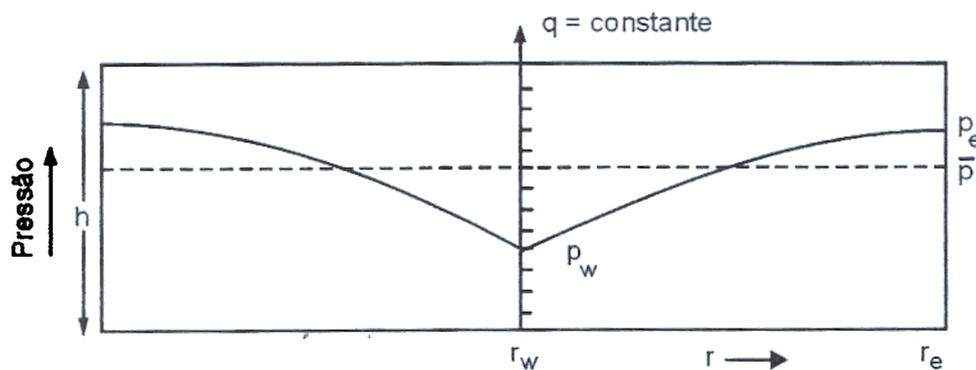


Figura 7.5 – Distribuição de pressões no reservatório sob o regime de fluxo estabilizado.

Quando se coloca um poço em produção, demora-se um pouco para atingir as condições de fluxo estabilizado, ou seja, o distúrbio causado pela aplicação do diferencial de pressão ($p_e - p_w$) não atinge instantaneamente o raio externo do sistema (r_e). Durante o período de transição, conhecido como regime de fluxo transiente, as vazões de produção são maiores, declinando até se atingir o fluxo estabilizado (se for mantida a pressão de fluxo constante). O período de fluxo transiente geralmente é de curta duração (poucos dias, ou até mesmo horas), mas pode alongar-se em reservatórios de baixa permeabilidade. Na realidade, a duração do transiente tem relação direta com o tamanho do reservatório, a compressibilidade, a viscosidade do fluido do reservatório e relação inversa com a permeabilidade absoluta, entre outros fatores. As soluções para fluxo transiente são muito utilizadas para a avaliação das formações, através dos testes de pressão em poços (Capítulo 5).

Nas condições de fluxo estabilizado sem aporte de fluidos, ou seja, após o reservatório produzir por um período de tempo suficiente para atingir-se o limite externo do sistema e que este limite externo não permita a passagem de fluidos para dentro da célula radial, tem-se a condição de fluxo pseudopermanente (*semi-steady state*). A solução do modelo pseudopermanente é dada pela equação:

$$p_e - p_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right)$$

A equação 7.2 pode também ser escrita em termos da pressão estática atual do reservatório que, neste caso, é expressa pela pressão média:

$$\bar{p} - p_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right)$$

No regime de fluxo permanente admite-se que há realimentação da célula radial e a pressão no raio externo do sistema (p_e) permanece constante. Nesse caso a solução do modelo, em conformidade com a lei de D'Arcy, é dada pelas equações:

$$p_e - p_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad \text{ou} \quad \bar{p} - p_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right)$$

A condição de fluxo permanente é apropriada quando a pressão do reservatório é mantida, por exemplo, por um influxo natural de água. Devido ao suporte de pressão, a pressão estática do reservatório se mantém igual a p_e (pressão no limite externo). Neste caso, \bar{p} representa apenas a média das pressões ao longo do reservatório durante o fluxo estabilizado.

As equações apresentadas podem ser expressas em termos do índice de produtividade IP definido pela equação 5.3. Por exemplo, o IP de um poço sob regime permanente é dado por:

$$IP = \frac{q}{p_e - p_w} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

A vazão de produção q que aparece nas equações está relacionada às condições de pressão e temperatura do reservatório. Para expressá-la nas condições de superfície, deve-se introduzir o fator volume de formação do fluido (B), que é a relação entre o volume ocupado pelo fluido nas condições de reservatório e o volume ocupado por ele à pressão e à temperatura de superfície (itens 7.4.6 e 7.4.7). Nestas condições a equação 7.5 pode ser escrita como:

$$IP = \frac{52,54 \pi k h}{\mu B \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{ou} \quad q = \frac{52,54 k h (p_e - p_w)}{\mu B \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (7.6)$$

onde q é expresso em m^3/dia , k em darcy; h em metros; p_e e p_w em kgf/cm^2 ; μ em centipoises; e B é adimensional.

7.3 Classificação dos reservatórios

A classificação de um reservatório de petróleo é feita de acordo com o comportamento da mistura de hidrocarbonetos nele contida. Apenas a composição da mistura não é suficiente para determinar o seu estado físico, e muito menos em que tipo de fluido vai resultar ao ser levada para a superfície. O comportamento de uma determinada mistura vai depender também das condições de pressão e temperatura a que estiver submetida.

Para se entender a classificação dos reservatórios a partir dos fluidos neles contidos, faz-se necessário conhecer o comportamento das misturas de hidrocarbonetos em função de alterações na temperatura e na pressão, como também estabelecer algumas definições, tais como **ponto de bolha**, **ponto de orvalho** e **pressão de saturação**.

7.3.1 Vaporização de uma substância pura

A figura 7.6 apresenta o esquema da vaporização de uma substância pura, água, por exemplo, enquanto que a figura 7.7 mostra o diagrama do comportamento dessa substância em função da temperatura e da pressão – o diagrama de fases. O estágio 1 da figura 7.6 corresponde a uma certa quantidade dessa substância na condição de pressão P_1 e temperatura T_1 . Nesta condição, indicada também pelo ponto 1 no diagrama de fases, a substância está no estado líquido.

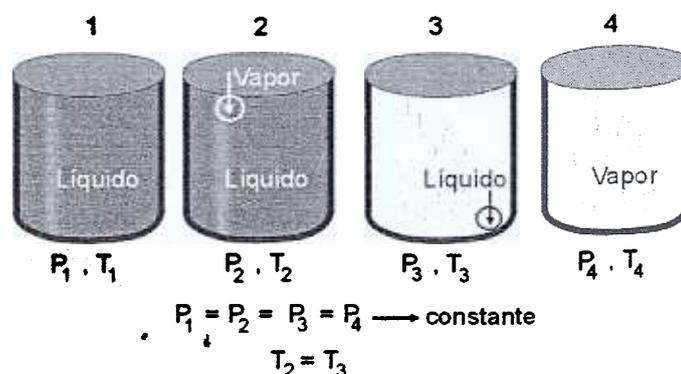


Figura 7.6 – Vaporização de uma substância pura.

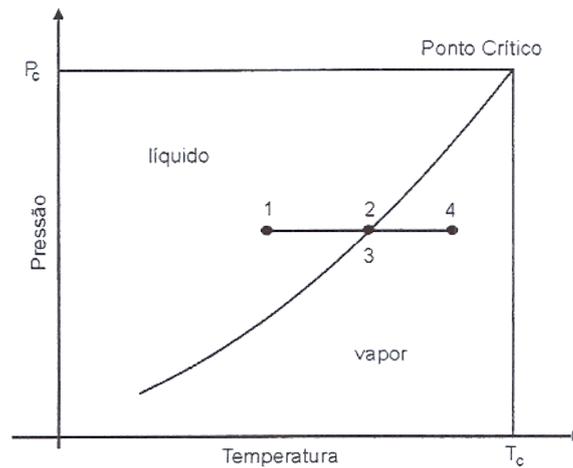


Figura 7.7 – Diagrama de fases de uma substância pura.

Ao se ceder gradualmente calor ao fluido, mantendo-se a pressão constante, observa-se um aumento contínuo na sua temperatura até o valor T_2 , condição representada pelo estágio 2 da figura 7.6 e pelo ponto 2 no diagrama de fases. Nesse ponto toda a substância ainda se encontra no estado líquido, porém, ao ser cedido mais calor, ocorrerá vaporização da substância, permanecendo a temperatura constante. Esta é a “temperatura de ebulição”, “ponto de ebulição” ou “ponto de bolha” da substância à pressão considerada. Até que a sua última molécula seja vaporizada, a substância permanecerá nas condições de pressão e temperatura do ponto 2.

O estágio 3 da figura 7.6 representa a situação na qual toda a substância acaba de se vaporizar completamente.

Após a total vaporização da substância, se mais calor for cedido, haverá aumento na temperatura, obtendo-se o chamado vapor superaquecido. Esta situação está representada pelo estágio 4 da figura 7.6 e pelo ponto 4 no diagrama.

Seguindo o caminho inverso, toma-se como ponto de partida uma certa quantidade da substância no estado de vapor (sob as condições do ponto 4 por exemplo). Mantendo-se a pressão constante e retirando-se calor, haverá uma redução na temperatura sem contudo haver mudança de estado físico. Ao se atingir o ponto 3, que é chamado “ponto de orvalho”, caso se continue a retirar calor, haverá a condensação contínua da substância sem que haja redução da temperatura, até que toda ela tenha passado para o estado líquido (ponto 2). A retirada de mais calor causará resfriamento do fluido já então totalmente no estado líquido. Observe que para a substância pura o ponto de orvalho é igual ao ponto de bolha, isto é, $T_2 = T_3$.

Para cada pressão, o ponto de ebulição ocorrerá para um valor diferente de temperatura. Ligando-se os pontos de ebulição obtidos para diversas pressões, obtém-se a “curva de vaporização” da substância. A curva de vaporização termina em um ponto especial que recebe o nome de “ponto crítico”. Para pressões acima da crítica, nunca haverá duas fases (líquida e vapor) coexistindo em equilíbrio, mas apenas uma única fase. Nesse caso a mistura é genericamente denominada *fluido*.

Esse processo de vaporização também poderia ser repetido mantendo-se a temperatura constante e variando-se a pressão. O valor de pressão em que começa e

termina a vaporização da substância com a temperatura constante é chamado de **pressão de bolha** ou **pressão de saturação**.

Nos reservatórios de petróleo os processos de vaporização ocorrem com temperatura constante.

7.3.2 Mistura de hidrocarbonetos

Cada um dos componentes de uma mistura de hidrocarbonetos é uma substância simples, e como tal, quando está só, se comporta do modo como foi descrito no item anterior. As misturas desses componentes, entretanto, apresentam comportamento diferente daquele descrito para uma substância pura.

A vaporização total de uma mistura a uma determinada pressão constante não se processa à temperatura constante. Na verdade a vaporização das misturas acontece em intervalos de temperatura.

A figura 7.8 apresenta o diagrama do comportamento de uma mistura de hidrocarbonetos em função da temperatura e da pressão.

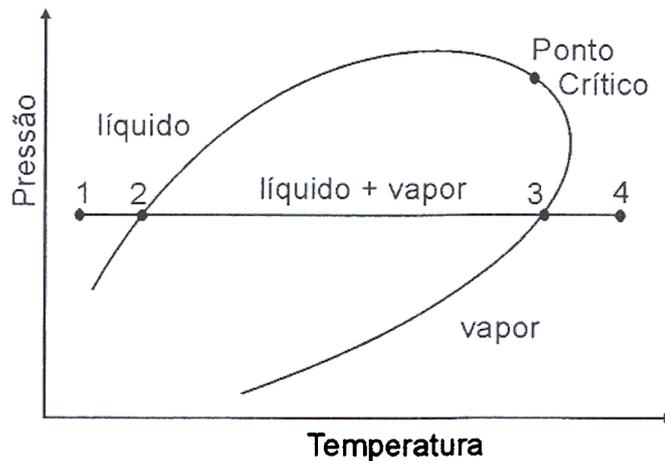


Figura 7.8 – Diagrama de fases de uma mistura de hidrocarbonetos.

Como exemplo, considere uma certa quantidade da mistura no estado líquido com as condições do ponto 1. Mantendo-se a pressão constante, à medida que o calor vai sendo cedido, a temperatura vai aumentando até que se chega ao ponto de bolha, que é a temperatura na qual a vaporização efetivamente tem início e que no diagrama está representado pelo ponto 2.

Para esse valor de temperatura, só alguns componentes, os mais leves, se vaporizam. Para que os demais componentes se vaporizem, é necessário que a temperatura vá aumentando progressivamente até o ponto de orvalho, isto é, a temperatura na qual as frações mais pesadas se vaporizam. Essa situação está representada pelo ponto 3 no diagrama. A partir desse ponto toda a mistura está no estado gasoso.

Ao contrário do comportamento de uma substância pura, os pontos de bolha e de orvalho das misturas são distintos. Para cada pressão diferente que se fizer a vaporização, vai-se obter um ponto de bolha e um ponto de orvalho diferentes. Uni-

do-se os pontos de bolhas das diferentes pressões obtém-se a “curva dos pontos de bolha”. De maneira semelhante se obtém a “curva dos pontos de orvalho”. As duas curvas se encontram no ponto crítico.

7.3.3 Diagramas de fases

O comportamento de qualquer mistura de hidrocarbonetos pode ser representado através de um diagrama de fases. A figura 7.9 mostra os detalhes de um diagrama de fases de uma mistura.

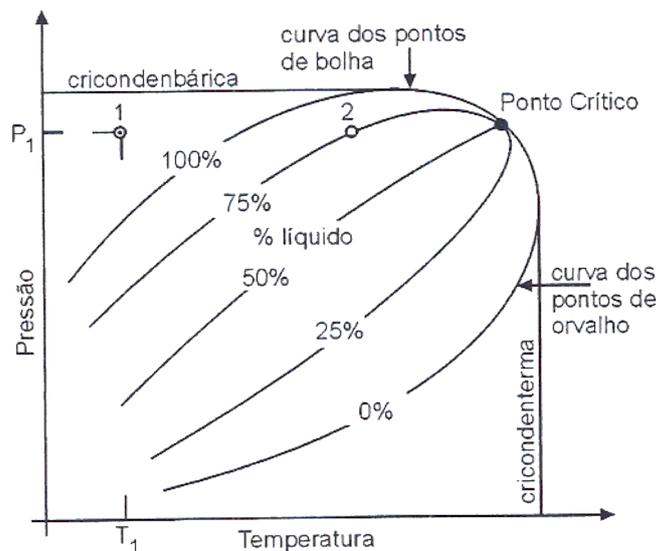


Figura 7.9 – Diagrama de fases de uma mistura.

A curva dos pontos de bolha e a curva dos pontos de orvalho dividem o diagrama em uma região de misturas líquidas, uma região de misturas gasosas e uma região em que uma parte da mistura está no estado líquido e a outra parte no estado gasoso. Por exemplo, se uma mistura de hidrocarbonetos tiver uma temperatura T_1 e uma pressão P_1 , estará representada no diagrama de fases pelo ponto 1, que no caso se encontra na região das misturas líquidas. Assim, se o ponto que representa a mistura se localiza à esquerda da curva dos pontos de bolha, a mistura está no estado líquido, e se o ponto se localiza à direita da curva dos pontos de orvalho, a mistura está no estado gasoso.

Caso o ponto se localize entre as duas curvas (região de duas fases), uma parte da mistura está no estado gasoso e em equilíbrio com a outra parte que está no estado líquido. As linhas traçadas na região de duas fases indicam os percentuais de líquido na mistura. Por exemplo, o ponto 2 representa uma mistura na qual 75% da massa se encontra no estado líquido e 25% no estado vapor.

Ainda no diagrama da figura 7.9, a linha reta tangente à curva e perpendicular ao eixo das temperaturas chama-se “cricodenterma” e representa a maior temperatura em que ainda se têm duas fases. A linha reta tangente à curva e perpendicular ao eixo das pressões chama-se “cricondenbárica” e é a maior pressão em que ainda se tem duas fases.

7.3.4 Tipos de reservatórios

Em função das diferentes composições das misturas de hidrocarbonetos e das diferentes condições de temperatura e pressão, existem três tipos de reservatórios a saber: reservatórios de líquido (também chamados de reservatórios de óleo), reservatórios de gás e reservatórios que possuem as duas fases em equilíbrio.

a) Reservatórios de óleo

De acordo com a posição que ocupa no diagrama de fases, uma mistura líquida de hidrocarbonetos pode receber o nome de óleo saturado ou óleo subsaturado.

Observando-se a figura 7.10, se o ponto representativo da mistura se encontra exatamente em cima da curva dos pontos de bolha, ponto 1, por exemplo, diz-se que o óleo é saturado em gás ou simplesmente saturado. Como se pode observar no diagrama, para um fluido nessas condições, qualquer redução de pressão, por menor que seja, acarretará vaporização de alguns componentes da mistura.

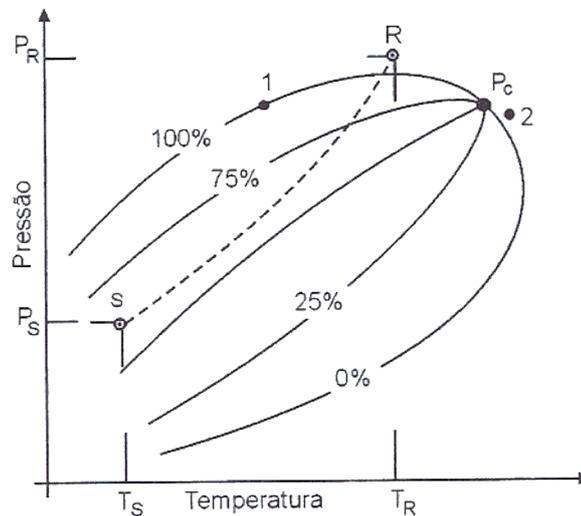


Figura 7.10 – Diagrama de fases – misturas líquidas.

Se a mistura está sujeita a uma pressão maior que a pressão de bolha (ponto R, por exemplo), diz-se que o óleo é subsaturado.

Quando se começa a produção, tanto o fluido que é produzido quanto o que permanece na formação sofrem alterações devido às mudanças das condições às quais estão submetidos. O fluido produzido passa das condições iniciais de pressão e temperatura do reservatório para as condições de pressão e temperatura da superfície. Para o fluido que permanece, a temperatura se mantém constante, enquanto a pressão diminui.

A curva RS na figura 7.10 representa a transição do fluido desde as condições iniciais do reservatório, ponto R, até as condições da superfície, ponto S. Neste exemplo, aproximadamente 60% dos hidrocarbonetos estarão na fase líquida na superfície e os 40% restantes estarão na fase gasosa.

O comportamento do fluido que permanece no reservatório é representado por uma linha vertical (temperatura constante). Enquanto a pressão vai caindo continuamente devido à produção de fluidos até uma situação de abandono do reservatório, isto é, suspensão da produção, a temperatura permanece constante e igual a T_R , a temperatura original.

Devido à liberação de gás, o óleo (parte líquida da mistura) reduz de volume quando levado para a condição de superfície. De acordo com o grau de redução de volume, o óleo pode ser classificado em óleo de baixa contração (óleo normal) e óleo de alta contração (óleo volátil).

Os primeiros componentes a serem vaporizados são os hidrocarbonetos mais leves, como o metano, o etano, o propano, etc., seguidos dos elementos intermediários. As frações leves arrastam consigo para a fase gasosa uma certa quantidade de frações pesadas, porém em proporções bem reduzidas. A contração se deve basicamente à liberação das frações mais leves, de onde se conclui que as misturas com grandes percentuais destes componentes apresentam maior contração, enquanto que as misturas com pequenos percentuais sofrem menor contração. Conseqüentemente, um óleo de baixa contração resulta em uma maior quantidade de líquido na superfície.

b) Reservatórios de gás

Chama-se reservatório de gás à jazida de petróleo que contém uma mistura de hidrocarbonetos que se encontra no estado gasoso nas condições de reservatório. No diagrama de fases, o ponto correspondente às condições de pressão e temperatura originais se localiza na região das misturas gasosas, isto é, à direita da curva dos pontos de orvalho.

Dependendo do seu comportamento, quando sujeito a reduções de pressão dentro do reservatório e do tipo de fluido resultante nos equipamentos de superfície, os reservatórios de gás podem ser classificados em: reservatório de gás úmido, reservatório de gás seco e reservatório de gás retrógrado.

▲ RESERVATÓRIO DE GÁS ÚMIDO E RESERVATÓRIO DE GÁS SECO

A mistura gasosa, ao ser levada para a superfície, é submetida a processos nos quais os componentes mais pesados são separados dos mais leves (Capítulo 9). Se a mistura produzir uma certa quantidade de líquido, o reservatório recebe o nome de reservatório de gás úmido. Se não houver produção de líquido, recebe o nome de reservatório de gás seco.

Esta classificação depende não só da composição original da mistura, mas também dos processos de separação. Um mesmo gás pode ser classificado como gás úmido para uma determinada condição de separação e considerado gás seco para outras condições de separação.

▲ RESERVATÓRIO DE GÁS RETRÓGRADO

O reservatório de gás retrógrado recebe este nome devido a um fenômeno que pode ser descrito do seguinte modo:

Considere uma certa jazida de hidrocarbonetos na qual, nas condições iniciais de temperatura e pressão, toda a mistura se encontra no estado gasoso como, por exemplo, o ponto 2 na figura 7.10. À medida que o fluido vai sendo produzido, a pressão no interior do reservatório diminui, enquanto a temperatura permanece constante. A certa altura da vida produtiva da formação começa a ocorrer uma condensação de certos componentes da mistura, ou seja, uma parte do gás se liquefaz. Com o prosseguimento da produção, a pressão continua a cair fazendo com que o gás que tinha se liquefeito volte para o estado gasoso. Diminuindo mais a pressão, todo o gás liquefeito eventualmente voltará para o seu estado inicial.

O ponto de interesse da questão é o fato de uma redução de pressão causar a condensação de um gás, quando o esperado é que reduções de pressão causem vaporizações de líquidos.

Observe que o fenômeno retrógrado acontece no interior da rocha-reservatório. O reservatório de gás retrógrado também é conhecido como reservatório de gás condensado.

7.4 Fluidos produzidos

Um comportamento padrão esperado para um reservatório de óleo é que ele produza óleo, gás natural e água. Assim, um reservatório típico apresenta uma vazão de produção de óleo, uma vazão de produção de gás e uma vazão de produção de água.

A figura 7.11 apresenta esquematicamente os fluidos existentes no reservatório e o que resulta quando eles são levados para a superfície.

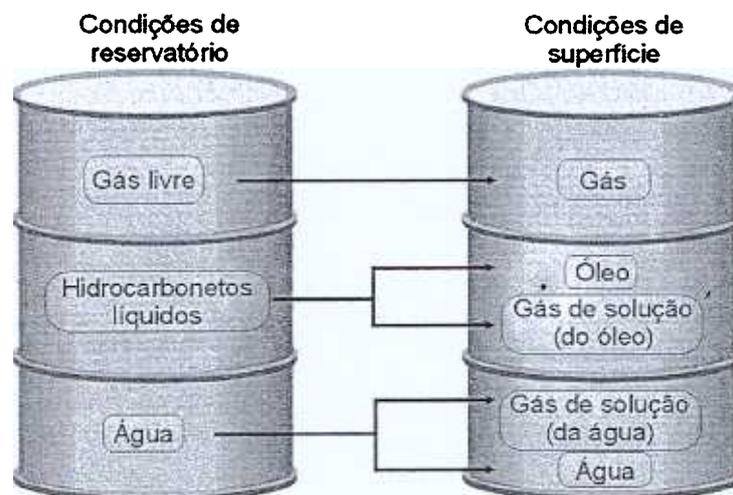


Figura 7.11 – Fluidos no reservatório e na superfície.

As vazões são sempre expressas nas condições de superfície, como, por exemplo, metro cúbico *standard* por dia (m^3std/dia) ou barril *standard* por dia (stb/dia). As condições de superfície também são chamadas de “condições padrão” ou “condições *standard*”, e correspondem à pressão de 1 atm e temperatura de 20°C.

7.4.1 Produção de óleo

O óleo é a parte dos hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando a mistura é levada para a superfície. Quando se diz que um poço está produzindo com uma vazão de 100 m³ std/dia de óleo, está se dizendo que da mistura líquida que está saindo diariamente do reservatório através daquele poço, 100 m³ permanecem no estado líquido na superfície. Esta é uma maneira muito prática de exprimir os volumes, em primeiro lugar, porque as medições são feitas na superfície e, em segundo lugar, porque é esse volume que interessa comercialmente. Mesmo que a mistura de hidrocarbonetos nas condições de reservatório estivesse toda no estado gasoso, ainda assim seria possível obter líquido nas condições de superfície. Esse líquido obtido a partir do gás natural é mais conhecido pela sigla LGN (líquido do gás natural).

7.4.2 Produção de gás

O gás produzido é o resultado da composição de três partes. Uma parte é proveniente dos hidrocarbonetos que, nas condições de temperatura e pressão do reservatório, já se encontram no estado gasoso e que tem o nome de gás livre. A segunda parte é o gás que sai de solução do óleo, isto é, os hidrocarbonetos que se encontram dissolvidos no óleo nas condições do reservatório e se vaporizam quando a mistura é levada para as condições de superfície. A terceira parte é o gás que se encontra dissolvido na água nas condições do reservatório. Normalmente essa parcela é desprezível, não entrando nos cálculos das produções.

7.4.3 Produção de água

Além dos hidrocarbonetos, é bastante comum a produção de água. A quantidade de água produzida vai depender das condições em que ela se apresenta no meio poroso.

Apesar da água estar sempre presente nos reservatórios, nem sempre a sua quantidade, expressa pela sua saturação, é suficiente para que ela se desloque. Existe uma saturação mínima de água a partir da qual ela se torna móvel. Essa saturação depende da rocha e dos fluidos nela contidos. Se a saturação de água for igual a esse valor mínimo, não haverá fluxo, e conseqüentemente não haverá produção de água dessa rocha.

A água produzida também pode ter origem em acumulações de água, chamadas aquíferos, que podem estar adjacentes às formações portadoras de hidrocarbonetos, ou pode ser devida à água injetada em projetos que visam aumentar a recuperação de óleo (item 7.7).

7.4.4 RGO, RAO e BSW

Existem algumas relações dentro da engenharia de petróleo que são utilizadas como indicadores, tanto de características como de estágios da vida produtiva dos reservatórios. Os mais utilizados são a razão gás-óleo, RGO, a razão água-óleo, RAO, e o BSW (do inglês *basic sediments and water*).

A razão gás-óleo é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície. Uma razão gás-óleo elevada poderia ser o indicador de que o reservatório está bastante depletado, ou que, por exemplo, a fração de componentes mais voláteis na mistura líquida do reservatório é elevada. A razão água-óleo é a relação entre a vazão de água e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície. Uma razão água-óleo igual a zero significa que, na época da medição, a saturação de água na zona de onde está saindo a mistura de hidrocarbonetos é igual ou menor que o valor irreduzível. O BSW é o quociente entre a vazão de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão total de líquidos e sedimentos.

7.4.5 Histórico de produção

Histórico de produção é o registro das pressões, das vazões e das relações RGO, RAO e BSW feito ao longo da vida útil de um reservatório. Também fazem parte do histórico de produção as produções acumuladas, ou seja, os volumes totais que foram produzidos de cada fluido.

O histórico de produção é importante para o acompanhamento do reservatório e para se verificar o acerto das decisões tomadas na escolha da maneira de desenvolvê-lo. Sua maior importância, entretanto, é que a análise do histórico fornece os melhores subsídios para a previsão do comportamento futuro do reservatório.

7.4.6 Fator volume de formação do gás

Inicialmente, quando se encontra dentro do reservatório, o gás ocupa um certo volume que depende das condições lá vigentes. Quando é levado para a superfície, o gás fica sujeito a outras condições de temperatura e pressão, o que acarreta uma alteração considerável no volume por ele ocupado.

Define-se “Fator Volume de Formação do Gás” (B_g) como a razão entre o volume que o gás ocupa numa condição de pressão e temperatura qualquer e o volume que ele ocupa nas condições padrão (1 atm e 20°C). O fator volume de formação tem dimensão de volume por volume padrão.

A figura 7.12 apresenta uma curva de fatores volume de formação de um gás *versus* a pressão. A linha pontilhada na figura representa a pressão em que se inicia a condensação do gás.

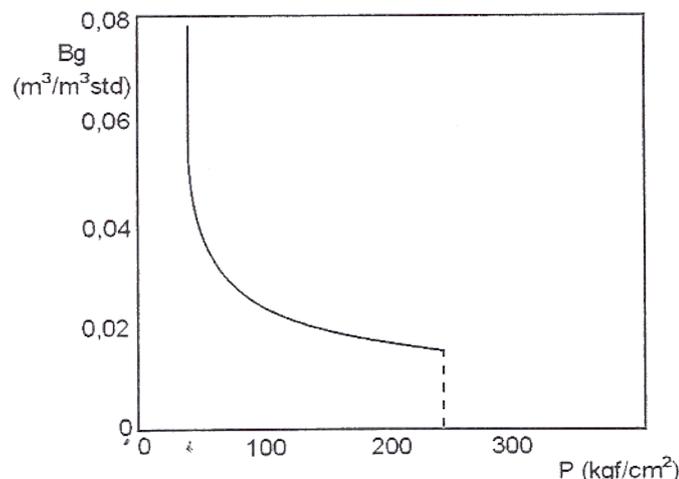


Figura 7.12 – Fator volume de formação do gás.

Uma vez conhecida a composição do gás, o seu fator volume de formação pode ser facilmente obtido a partir da lei dos gases reais.

7.4.7 Fator volume de formação do óleo

A figura 7.13 apresenta um processo de liberação de gás de uma mistura entre as condições de reservatório e as de superfície. Inicialmente, à pressão de 246 atm, a mistura está toda na fase líquida. A redução da pressão para 176 atm (pressão de saturação) provoca apenas um pequeno aumento de volume devido à compressibilidade do líquido, sem que haja contudo vaporização de nenhum componente.

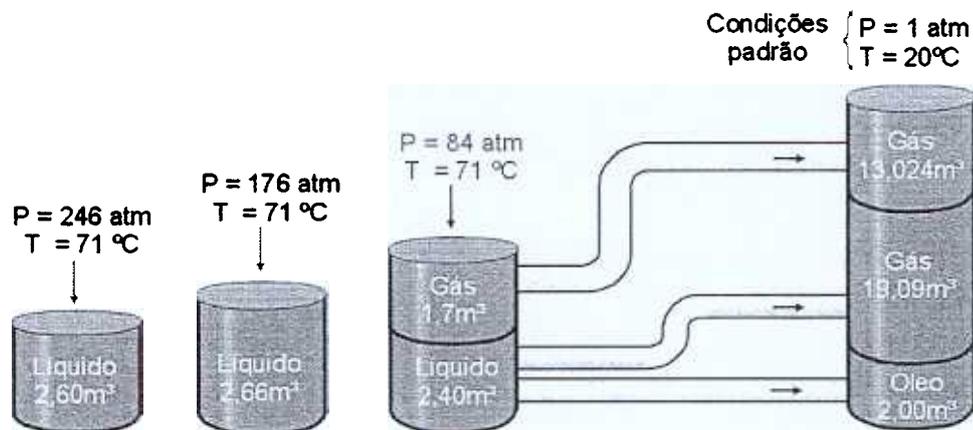


Figura 7.13 – Processo de liberação.

A partir da pressão de saturação (P_s), qualquer redução de pressão, por menor que seja, acarretará vaporização de frações leves. Note que, para a pressão de 84 atm, o líquido ocupa um volume de $2,40 \text{ m}^3$ e o gás $1,7 \text{ m}^3$. Continuando o processo até as condições padrão, o líquido vai ocupar um volume de $2,00 \text{ m}^3 \text{ std}$ e o gás $32,11 \text{ m}^3 \text{ std}$.

Por definição, “Fator Volume de Formação do Óleo” (B_o) é a razão entre o volume que a fase líquida ocupa em condições de pressão e temperatura quaisquer e o volume que ela ocupa nas condições de superfície. O fator volume de formação do óleo expressa que volume da mistura numa condição de pressão e temperatura qualquer é necessário para se obter uma unidade de volume de óleo nas condições de superfície. No exemplo, é necessário um volume de $1,33 \text{ m}^3$ de líquido nas condições de 176 atm e $71 \text{ }^\circ\text{C}$ para se obter $1 \text{ m}^3 \text{ std}$ de óleo nas condições de superfície.

Para cada valor de pressão tem-se um valor de fator volume de formação diferente. Pode ser construído um gráfico de B_o versus pressão, como mostrado na figura 7.14. Cada óleo, dependendo de sua composição, apresentará uma curva típica de B_o versus pressão. Na figura 7.14, B_{oi} e B_{os} são os valores de B_o nas condições inicial e de saturação, respectivamente.

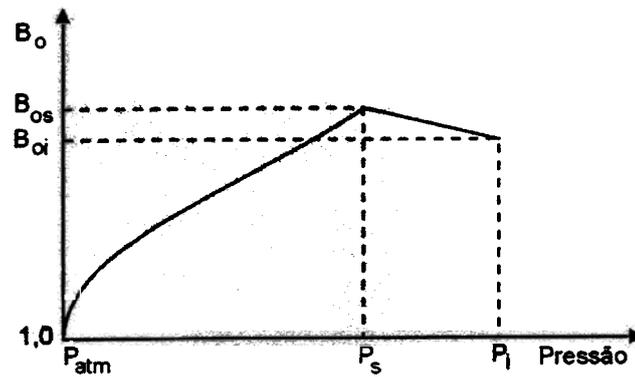


Figura 7.14 – Fator volume de formação do óleo.

7.4.8 Razão de solubilidade

Uma mistura líquida em condições de reservatório corresponde a um volume de óleo mais gás dissolvido. O parâmetro que exprime a quantidade de gás presente no líquido é a Razão de Solubilidade, ou simplesmente Solubilidade.

No processo de liberação mostrado na figura 7.13 a mistura está totalmente no estado líquido nas condições iniciais (246 atm e 71°C). No estágio seguinte, apesar da pressão ter caído, essa queda não foi suficiente para provocar liberação de gás, o qual ainda continua totalmente dissolvido no óleo. Quando a pressão atinge 84 atm, parte dos hidrocarbonetos leves se vaporizaram, porém uma parte continua ainda dissolvida no óleo.

Por definição, Razão de Solubilidade de uma mistura líquida de hidrocarbonetos, a uma certa condição de pressão e temperatura, é a relação entre o volume de gás que está dissolvido (expresso em condições de superfície) e o volume de óleo que será obtido da mistura.

Neste exemplo, do volume líquido no reservatório vão resultar na superfície 32,11 m³ std de gás e 2,00 m³ std de óleo. Portanto, a razão de solubilidade nas condições de superfície é de 16,06.

Para a pressão de 176 atm, a mistura continua ainda toda líquida, apesar de ter havido um aumento de volume. Dessa mistura líquida vão resultar na superfície o mesmo volume de óleo e o mesmo volume de gás da situação inicial. Portanto, a razão de solubilidade é a mesma das condições iniciais.

Quando a pressão cair para 84 atm, uma parte da mistura permanecerá no estado líquido e a outra passará para o estado gasoso. Observe na figura que a parte que permanece líquida vai resultar em 2,00 m³ std de óleo e 19,09 m³ std de gás quando levada para a superfície. A razão de solubilidade para a pressão de 84 atm é igual a 9,54.

A figura 7.15 apresenta um diagrama típico de razão de solubilidade *versus* pressão.

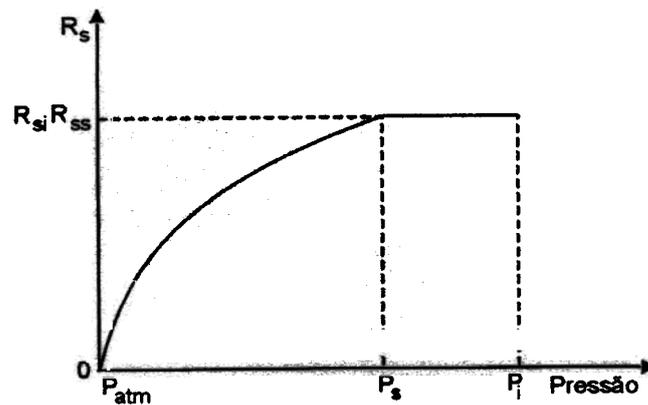


Figura 7.15 – Razão de solubilidade.

7.5 Mecanismos de produção

Os fluidos contidos em uma rocha-reservatório devem dispor de uma certa quantidade de energia para que possam ser produzidos. Essa energia, que recebe o nome de energia natural ou primária, é o resultado de todas as situações e circunstâncias geológicas pelas quais a jazida passou até se formar completamente.

Para conseguir vencer toda a resistência oferecida pelos canais porosos, com suas tortuosidades e estrangulamentos, e se deslocar para os poços de produção, é necessário que os fluidos estejam submetidos a uma certa pressão, que é a manifestação mais sensível da energia do reservatório.

Para que haja produção, é necessário que outro material venha a preencher o espaço poroso ocupado pelos fluidos produzidos.

De um modo geral, a produção ocorre devido a dois efeitos principais:

- 1) a decompressão (que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e contração do volume poroso); e
- 2) o deslocamento de um fluido por outro fluido (por exemplo, a invasão da zona de óleo por um aquífero). Ao conjunto de fatores que fazem desencadear esses efeitos dá-se o nome de Mecanismo de Produção de Reservatório.

São três os principais mecanismos de produção de reservatórios: mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água. Os dois primeiros são mecanismos exclusivamente de reservatório de óleo, enquanto que o mecanismo de influxo de água pode ocorrer também em um reservatório de gás. Existe ainda o que se chama Mecanismo de Segregação Gravitacional que corresponde à manifestação do efeito da gravidade que ajuda no desempenho dos outros mecanismos.

A partir da análise do comportamento de um reservatório e da comparação desse comportamento com os comportamentos característicos de cada mecanismo, pode-se estabelecer o mecanismo dominante do reservatório sob investigação.

Podem ocorrer situações em que mais de um mecanismo atua simultaneamente no mesmo reservatório, sem que um predomine sobre o outro. Nesse caso, diz-se que existe um Mecanismo Combinado.

7.5.1 Mecanismo de gás em solução

Considere uma acumulação de hidrocarbonetos líquidos em uma estrutura isolada, semelhante à mostrada na figura 7.16. O reservatório não está associado a grandes massas de água ou de gás natural. Suas fronteiras não permitem fluxos em qualquer sentido, impedindo a penetração de fluidos que possam expulsar a mistura de hidrocarbonetos para fora da estrutura.

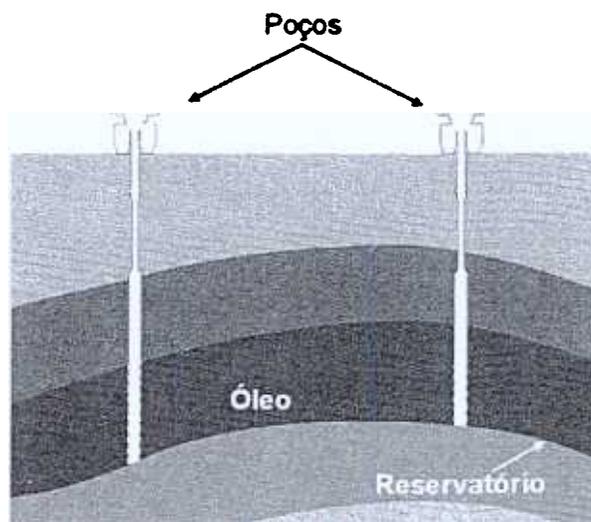


Figura 7.16 – Reservatório com mecanismo de gás em solução.

Em um reservatório com essas características, como não existe a possibilidade de interferência do ambiente externo, toda a energia disponível para a produção se encontra armazenada na própria zona de óleo.

À medida que o óleo vai sendo produzido, a pressão interna do reservatório vai se reduzindo e, como consequência, os fluidos lá contidos (óleo e água conata) se expandem. Ainda devido à redução da pressão, o volume dos poros diminui em função da compressibilidade efetiva da formação. Durante essa etapa da vida do reservatório, a produção ocorre porque, além dos fluidos se expandirem, a capacidade de armazenamento do recipiente que os contém (ou seja, os poros) diminui.

O processo é contínuo, de modo que a produção de fluido provoca redução de pressão, que acarreta expansão de fluidos e redução dos poros, que por sua vez resulta em mais produção.

Devido à baixa compressibilidade dos fluidos e da formação, a pressão do reservatório cai rapidamente até atingir a pressão de saturação do óleo. A partir daí as reduções de pressão, ao invés de provocarem apenas expansões dos líquidos, provocam também a vaporização das frações mais leves do óleo. Nesse ponto é que efetivamente começa a atuar o mecanismo de gás em solução. Como o gás é muito mais expansível que o líquido, é a sua expansão que desloca o líquido para fora do meio poroso.

O mecanismo é exatamente esse: a produção é o resultado da expansão do gás que inicialmente estava dissolvido e que vai saindo da solução. Quanto mais a pressão cai, mais o gás se expande e mais líquido é deslocado.

O processo seria perfeito se não fosse o fato de que à medida que a pressão cai, mais e mais hidrocarbonetos vão se vaporizando, e o que inicialmente eram apenas algumas bolhas dispersas no meio do líquido, começam a aumentar até for-

mar uma fase contínua. A partir deste instante, ele começa a fluir no meio poroso e a ser produzido juntamente com o óleo. Esse é o ponto fraco do mecanismo. Como a produção é o resultado da expansão do gás que sai de solução, se este for produzido junto com o óleo a energia do reservatório também estará sendo drenada para fora do reservatório.

Um aspecto do problema é que o gás começa a fluir muito cedo. Devido às suas características de densidade e viscosidade, o gás já começa a fluir no meio poroso para saturações ainda bem pequenas. O problema se amplia rapidamente, pois enquanto o gás vai fluindo cada vez mais facilmente, o óleo vai tendo uma dificuldade crescente de se movimentar pela rocha.

Ao ser produzido em grandes quantidades e desde muito cedo, o gás leva consigo a energia do reservatório, fazendo com que a pressão decline rápida e continuamente. Esta é uma característica marcante dos reservatórios que produzem sob esse mecanismo. A rápida queda de pressão provoca uma grande liberação de gás de solução, o que faz com que a RGO, geralmente baixa no início, cresça também rapidamente, atingindo um valor máximo que corresponde a um nível já bem baixo de pressão. O contínuo decréscimo da pressão faz com que a vazão de produção do gás se reduza com a conseqüente redução da razão gás-óleo.

A figura 7.17 apresenta curvas de razão gás-óleo e pressão *versus* tempo de produção típicas desse tipo de reservatório.

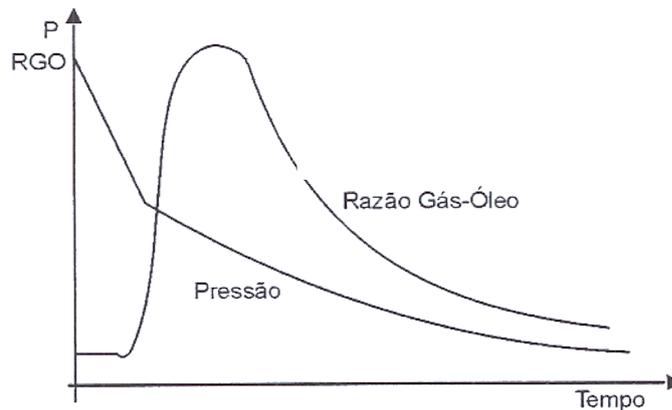


Figura 7.17 – Mecanismo de gás em solução.

Outro aspecto marcante desse mecanismo são as baixas recuperações, tipicamente inferiores a 20% do volume original da jazida. A energia se esgota rapidamente, fazendo com que as vazões de produção caiam muito cedo para valores antieconômicos. Isso leva ao abandono do reservatório, mesmo quando a quantidade de óleo restante ainda é bastante significativa. As grandes quantidades de óleo deixadas nesses reservatórios os tornam fortes candidatos a projetos que visam ampliar a recuperação de petróleo (item 7.7).

Também devido ao esgotamento rápido da sua energia, os poços desses reservatórios necessitam, muito cedo, de algum tipo de equipamento adicional para elevar o óleo do fundo do poço até as instalações de superfície.

Como já foi dito anteriormente, esse tipo de reservatório não está associado a grandes massas de água ou de gás, de modo que a produção de água é praticamente nula e a produção de gás é resultado somente da quantidade de gás dissolvido no óleo.

7.5.2 Mecanismo de capa de gás

Dependendo das condições de temperatura e pressão iniciais do reservatório, a mistura de hidrocarbonetos pode se apresentar com as fases líquido e vapor em equilíbrio. A fase vapor (gás livre), por ser bem menos denso que o líquido, se acumula nas partes mais altas do meio poroso, formando o que se denomina “capa de gás”. A figura 7.18 apresenta esquematicamente um reservatório desse tipo. A existência dessa zona de gás na parte superior da estrutura contribui para a produção de óleo por meio do mecanismo de capa de gás.

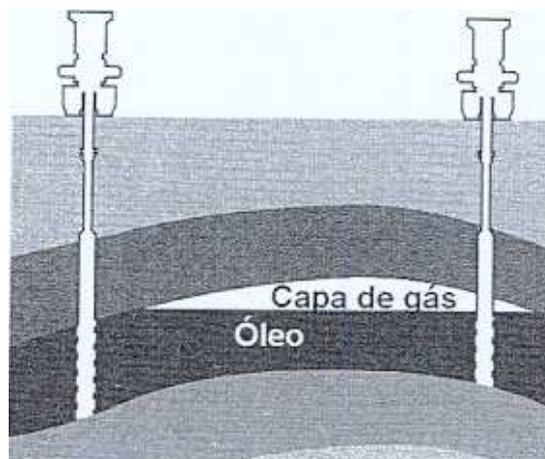


Figura 7.18 – Reservatório com mecanismo de capa de gás.

Em um reservatório com esse tipo de estrutura, a zona de óleo é colocada em produção, enquanto que a zona de gás é preservada, já que a principal fonte de energia para a produção está no gás da capa.

O mecanismo funciona da seguinte maneira: a zona de óleo é colocada em produção, o que acarreta uma redução na sua pressão devido à retirada de fluido. Essa queda de pressão se transmite para a capa de gás, que se expande, penetrando gradativamente na zona de óleo. O gás da capa vai ocupando espaços que anteriormente eram ocupados pelo óleo. Como o gás tem uma compressibilidade muito alta, a sua expansão ocorre sem que haja queda substancial da pressão.

A figura 7.19 apresenta curvas que representam o comportamento típico desse mecanismo de produção.

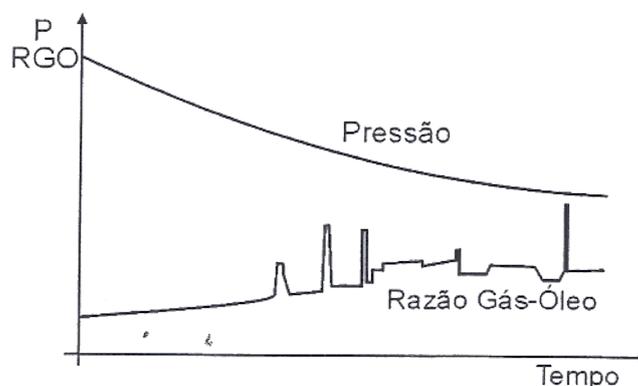


Figura 7.19 – Mecanismo de capa de gás.

O tamanho relativo da capa de gás é da maior importância para o desempenho do mecanismo. Quanto maior for o volume de gás da capa quando comparado com o volume de óleo, ambos medidos em condições de reservatórios, maior será a atuação da capa, que se traduz principalmente pela manutenção da pressão em níveis elevados durante um tempo maior. A pressão cai continuamente, porém de forma mais lenta do que no mecanismo de gás em solução.

Existe um crescimento contínuo da razão gás-óleo do reservatório, sendo que individualmente esse crescimento é mais acentuado nos poços localizados na parte superior da estrutura. São comuns as intervenções nesses poços para correção de razão gás-óleo.

Esperam-se, para esse tipo de mecanismo, recuperações entre 20% e 30% do óleo originalmente existente na formação.

A recuperação de óleo é função da vazão de produção. É necessário um certo tempo para que a queda de pressão se transmita da zona de óleo para a capa e para esta se expandir, o que não ocorre apropriadamente com uma vazão de produção muito alta.

7.5.3 Mecanismo de influxo de água

Para que ocorra esse tipo de mecanismo, é necessário que a formação portadora de hidrocarbonetos, óleo ou gás esteja em contato direto com uma grande acumulação de água. Essas formações saturadas com água, denominadas aquíferos, podem se encontrar subjacentes ou ligadas lateralmente ao reservatório.

Para que o mecanismo realmente atue, é preciso que as alterações das condições do reservatório causem alterações no aquífero e vice-versa. Essas influências do reservatório sobre o aquífero e do aquífero sobre o reservatório só ocorrem se os dois estiverem intimamente ligados.

A figura 7.20 apresenta esquematicamente um reservatório de óleo com um aquífero na sua parte inferior. Isto é, subjacente à zona portadora de óleo existe um corpo de rocha porosa e permeável de grandes dimensões, saturada com água.

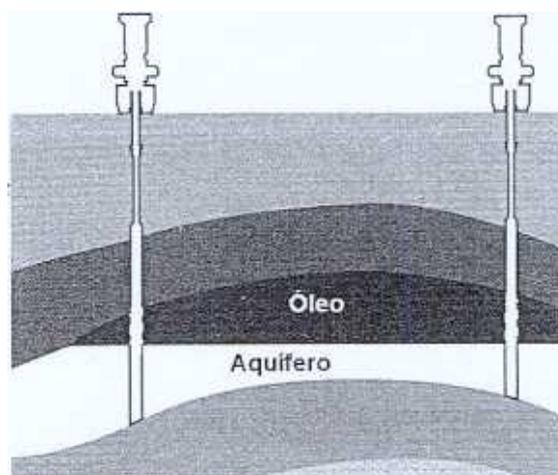


Figura 7.20 – Reservatório com mecanismo de influxo de água.

Com a redução da pressão do reservatório causada pela produção, o aquífero responde através da expansão da água nele contida e da redução de seu volume

poroso. Como resultado, o espaço poroso do aquífero não é mais suficiente para conter toda a água nele contida inicialmente. Haverá, portanto, uma invasão da zona de óleo pelo volume de água excedente. Esse influxo de água vai deslocar o óleo para os poços de produção, além de manter a pressão elevada na zona de óleo.

Como tanto a compressibilidade da água como a da rocha são pequenas, para o mecanismo de influxo de água funcionar bem é necessário que o aquífero tenha grandes proporções. Apenas grandes volumes de água e rocha, ao sofrerem os efeitos da redução de pressão, são capazes de produzir os grandes influxos de água necessários para manter a pressão do reservatório em níveis elevados e com boas vazões de produção.

Este processo é contínuo, ou seja, a queda de pressão na zona de óleo causada pela produção desse fluido se transmite para o aquífero, que responde com uma invasão de água na zona de óleo, o que acarreta a produção de mais óleo, e assim por diante.

O fator de recuperação desse tipo de reservatório é normalmente alto, cerca de 30 a 40%, podendo chegar a valores de até 75% do óleo originalmente existente. Este valor relativamente alto deve-se principalmente ao fato de que a pressão permanecendo alta, além das vazões também permanecerem altas, mantém-se as características dos fluidos próximas às originais.

A razão água-óleo cresce continuamente, começando pelos poços localizados nas partes mais baixas da estrutura. Os poços devem ser completados na zona de óleo e numa posição um pouco afastada do contato óleo-água para evitar a produção prematura de água. São comuns as intervenções com a finalidade de corrigir razões água-óleo elevadas, principalmente nos poços de produção localizados na parte mais baixa da estrutura.

Como a pressão se mantém elevada por mais tempo, é normal a razão gás-óleo permanecer próxima à razão de solubilidade original da mistura. Este tipo de reservatório não se caracteriza por grandes vazões de gás.

Como no mecanismo de capa de gás, a recuperação é fortemente influenciada pelas vazões de produção. O comportamento típico do mecanismo de influxo de água é mostrado esquematicamente na figura 7.21.

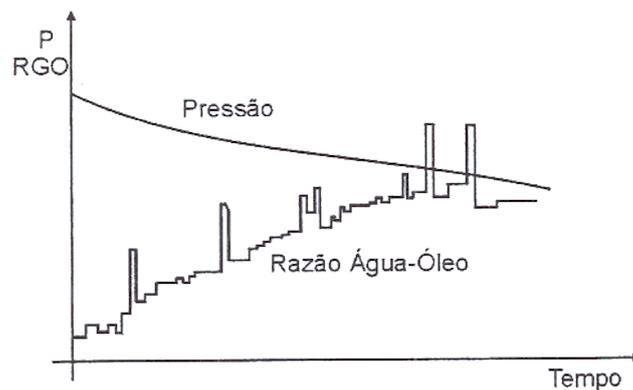


Figura 7.21 – Mecanismo de influxo de água – características.

7.5.4 Mecanismo combinado

Um reservatório de petróleo pode produzir devido a efeitos significativos de mais de um mecanismo de produção. Nessa situação diz-se que a produção é o resultado de um mecanismo combinado.

A figura 7.22 apresenta esquematicamente um reservatório sujeito a um mecanismo combinado.

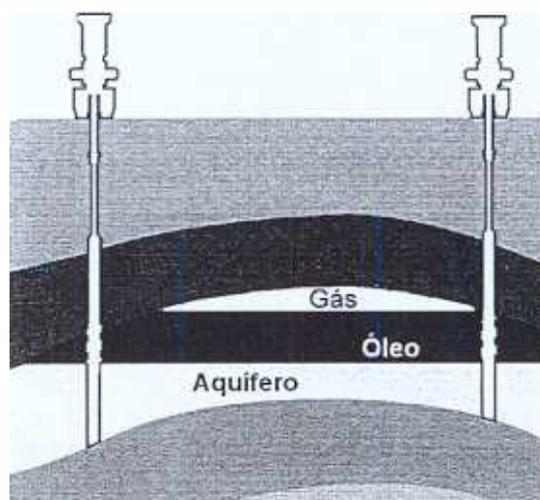


Figura 7.22 – Reservatório com mecanismo combinado.

É importante lembrar que mais cedo ou mais tarde todo reservatório recebe alguma contribuição do mecanismo de gás em solução. Mesmo um reservatório, cujo mecanismo proporciona uma boa manutenção de pressão, em algum tempo da sua vida produtiva terá essa pressão reduzida para valores inferiores à sua pressão de saturação, causando o aparecimento de gás livre na zona de óleo.

7.5.5 Segregação gravitacional

O efeito da gravidade é um agente responsável pela melhoria do desempenho dos mecanismos de produção. A gravidade faz com que ocorra a segregação de fluidos, isto é, os fluidos tendem a se arranjar dentro do reservatório de acordo com as suas densidades.

A segregação gravitacional pode melhorar, por exemplo, o mecanismo de gás em solução. O principal problema desse mecanismo é que o gás, ao invés de se expandir dentro do reservatório deslocando o óleo para fora do meio poroso, é produzido juntamente com o óleo. No entanto, com a atuação da gravidade sobre os fluidos, uma grande parte do gás que sai de solução migra para a parte mais alta da estrutura, provocando o aparecimento do que se convencionou chamar de capa de gás secundária. A figura 7.23 apresenta um reservatório com mecanismo de gás em solução em que ocorreu o aparecimento de uma capa de gás secundária em função da segregação gravitacional.

Um reservatório sujeito a um influxo de água proveniente de um aquífero subjacente também pode ser beneficiado pela atuação da gravidade do seguinte modo: a diferença de densidade entre o óleo e a água faz com que essa última, apesar de estar se deslocando de baixo para cima, de uma maneira geral, permaneça sempre atrás (abaixo) do óleo, sem ultrapassá-lo no seu deslocamento em direção aos poços produtores.

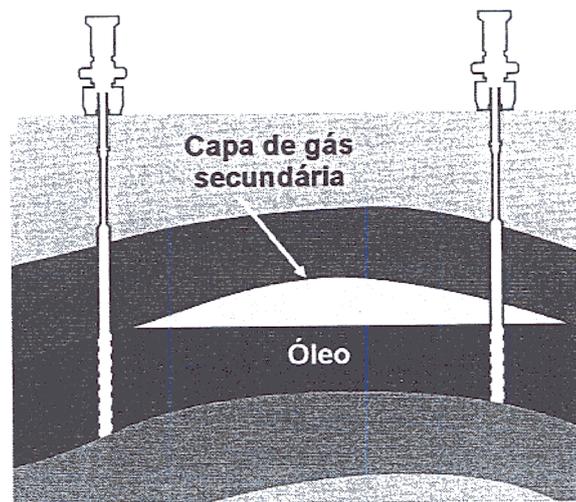


Figura 7.23 – Reservatório com mecanismo de gás em solução – efeito da segregação gravitacional.

Para que a segregação gravitacional se manifeste, é necessário que o reservatório seja produzido com vazões que favoreçam essa manifestação. No caso do reservatório de gás em solução, por exemplo, se as vazões de produção forem muito elevadas o gás não será segregado, sendo produzido junto com o óleo.

7.6 Estimativas de reservas

O conhecimento da quantidade de fluido existente em uma jazida de petróleo, ou mais especificamente, da quantidade de fluido que dela pode ser extraída, desempenha um papel fundamental na decisão de se implantar ou não um projeto exploratório. Os investimentos necessários para a implantação do projeto, assim como os custos para manter o projeto em operação, devem ser pagos com a receita obtida com a comercialização dos fluidos a serem produzidos.

Denomina-se Estimativa de Reservas a atividade dirigida à obtenção dos volumes de fluidos que se pode retirar do reservatório até que ele chegue à condição de abandono. Essas estimativas dos volumes a serem produzidos são feitas não só por ocasião da descoberta da jazida, como também ao longo de sua vida produtiva, à medida que se vai obtendo mais informações a respeito da mesma.

Não existe uniformidade plena de critérios sobre definição, classificação e métodos de estimativas de reservas petrolíferas. É comum as empresas de petróleo estabelecerem os seus próprios critérios e normas de modo a garantir uniformidade nas suas estimativas e adequação ao planejamento e gerenciamento da empresa. Entretanto, cada vez mais as empresas tendem a se basear nos critérios do código internacional da SPE (*Society of Petroleum Engineers*), de modo que as suas reservas possam ser reconhecidas por instituições internacionais e comparadas com as de outras empresas e países.

7.6.1 Definições

Antes de dar prosseguimento ao estudo de diversos métodos de estimativas de reservas, é conveniente conhecer algumas definições a ele relacionadas.

Volume Original – quantidade de fluido existente no reservatório na época da sua descoberta. Para uma acumulação de hidrocarbonetos no estado gasoso, dá-se o nome de volume original de gás. Para a mistura de hidrocarbonetos no estado líquido, dá-se o nome de volume original de óleo.

Volume Recuperável – quantidade de óleo ou gás que se espera produzir de uma acumulação de petróleo. Normalmente, por ocasião da descoberta, faz-se uma estimativa de quanto fluido se pode produzir ou recuperar da mesma. A esse volume estimado de fluido dá-se o nome de volume recuperável.

Fator de Recuperação – é o quociente entre o volume recuperável e o volume original, ou seja, é o percentual do volume original que se espera produzir de um reservatório.

Produção Acumulada – é o nome que se dá à quantidade de fluido que já foi produzida de um reservatório até uma determinada época.

Fração Recuperada – é o quociente, a cada instante, entre a produção acumulada e o volume original. Ou seja, é o percentual do fluido original que foi produzido até um determinado instante.

Reserva – é a quantidade de fluido que ainda pode ser obtida de um reservatório de petróleo numa época qualquer da sua vida produtiva. Na época da descoberta, como ainda nenhum fluido foi produzido, a reserva é numericamente igual ao volume recuperável.

7.6.2 Fator de recuperação e reservas

Considere um certo reservatório de óleo com um volume original de 3.200.000 m³ std que será capaz de produzir, dentro de determinadas condições econômicas e técnicas, um volume de 736.000 m³ std (figura 7.24).

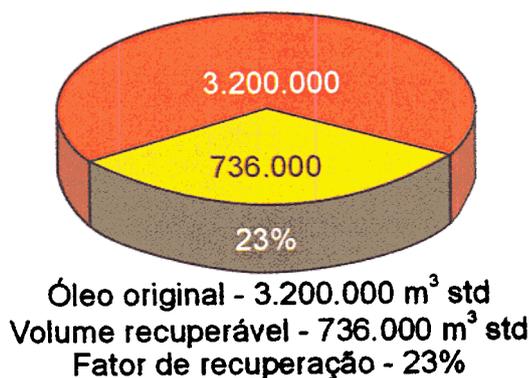


Figura 7.24 – Volume recuperável e fator de recuperação.

Considere agora que após três anos o reservatório tenha uma produção acumulada de 400.000 m³ std de óleo (figura 7.25). O quociente entre o volume que já foi produzido e o volume original (0,125 ou 12,5%) é a fração recuperada. Nessa ocasião, restam 336.000 m³ std de reserva.

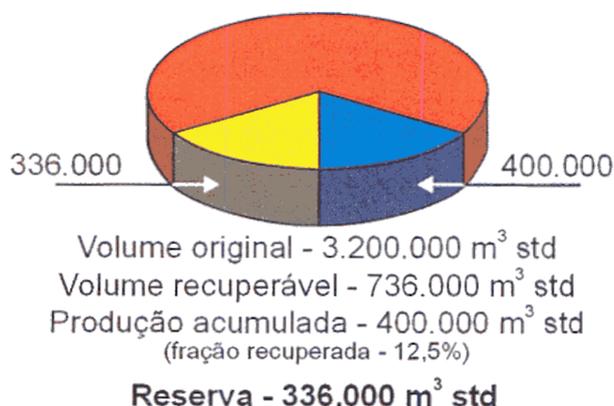


Figura 7.25 – Produção acumulada e reserva.

Note que no início da vida produtiva do reservatório a produção acumulada é igual a zero e a reserva é igual ao volume recuperável. Ao final, quando tudo que se esperava produzir do reservatório for produzido, a produção acumulada será igual ao volume recuperável e a reserva será igual a zero.

Um aspecto que deve ser observado é que o fator de recuperação é um número que representa o que se espera produzir do reservatório e que depende fortemente do mecanismo de produção dessa jazida. Esse número é obtido através de um estudo que utiliza as informações disponíveis na época e que indica o provável comportamento futuro do reservatório. Qualquer alteração futura no fator de recuperação está condicionada a um novo estudo do reservatório.

Por exemplo, se ao final do terceiro ano de produção for repetido o estudo do reservatório, utilizando agora novas informações, e se verificar que ainda se pode obter daquele reservatório um volume igual a 450.000 m³ std, a reserva assumirá esse novo valor. O volume recuperável passará a ser 850.000 m³ std e o fator de recuperação, 26,56%.

Observe que nada mudou em termos físicos no reservatório. Apenas a contribuição das informações obtidas durante os três anos de produção possibilitou um aprimoramento do estudo e estimativa de valores provavelmente mais corretos. No caso presente houve um aumento nas reservas, entretanto o estudo poderia ter resultado em uma redução.

7.6.3 Condições de abandono e volume recuperável

Para se fazer a estimativa do volume recuperável, além do estudo do reservatório deve-se levar em consideração outros aspectos técnicos e econômicos.

No projeto de produção de um reservatório de petróleo há que ser lembrado que além dos investimentos iniciais, como perfuração de poços, análise de rochas e de fluidos em laboratório, compra e instalação de equipamentos, construção de estações para coleta do petróleo, etc., também existem os custos para manter o sistema em operação.

À medida que o tempo vai passando a produção de petróleo vai decrescendo, tendendo-se à situação em que a receita proveniente da venda do petróleo é insuficiente para cobrir as despesas de manutenção da operação. Essa é a condição de abandono do projeto.

Não existe um ponto definido em que essa situação ocorre, porque tanto o preço do petróleo quanto os custos de operação estão sujeitos a oscilações determinadas pelo mercado. Os custos de operação são ainda influenciados por outros fatores: quantidade total de fluido que está sendo produzido, existência ou não de outros reservatórios nas proximidades de tal modo que as instalações e os serviços possam ser compartilhados, etc.

Portanto, o volume recuperável e por consequência o fator de recuperação sofrem alterações ao longo da vida produtiva do reservatório, não só como resultado da obtenção de mais informações a respeito da formação e dos fluidos aí contidos, mas também devido a alterações no quadro econômico.

7.6.4 Métodos de cálculo

Não existe uma maneira única de se estimar os volumes originais de hidrocarbonetos e as reservas de uma jazida de petróleo. Dependendo das circunstâncias, esses volumes podem ser calculados de maneiras bastante diversas. Dentre os métodos utilizados destacam-se a analogia, a análise de risco, o método volumétrico e a *performance* do reservatório. A escolha de um ou outro tipo depende, entre outros fatores, da época em que é feito o estudo e da quantidade de informações que se tem a respeito da jazida.

a) Analogia

É um tipo de procedimento utilizado em uma época que precede à perfuração do primeiro poço a penetrar na jazida, ou seja, do poço descobridor. Nessa época, as únicas informações a respeito do reservatório são oriundas de métodos indiretos. Tem-se uma série de evidências, entretanto ainda não se tem a comprovação da existência de uma acumulação de petróleo na região que está sendo pesquisada.

As estimativas são feitas a partir dos dados sísmicos e resultados de reservatórios localizados nas proximidades, os quais se acredita tenham características semelhantes às do reservatório que está sendo estudado.

b) Análise de risco

Como o método anterior, a análise de risco também é um processo utilizado antes da perfuração do poço descobridor. Da mesma forma, a estimativa é feita a partir de resultados de reservatórios, cujas características são semelhantes às do reservatório em estudo e que se localizam nas suas proximidades.

A diferença entre os dois processos reside no fato de que na análise de risco existe uma certa sofisticação no tratamento estatístico dos dados e os resultados são apresentados não como um valor único, mas como uma faixa de resultados possíveis.

c) Método volumétrico

Este método para cálculo do volume original pode ser usado tanto para reservatório de líquido quanto para reservatório de gás.

Nesse processo são necessárias as seguintes informações sobre o reservatório: volume total da rocha portadora de hidrocarbonetos, que é obtido por meio da sísmica de reflexão, porosidade média da rocha e saturações dos fluidos, que podem ser obtidos tanto por meio da interpretação de perfis como em ensaios de laboratório, e o fator volume de formação do fluido, que se obtém por meio de uma análise feita em laboratório.

A figura 7.26 ilustra como o volume original de óleo no reservatório é calculado, e a maneira como deve ser expresso. O produto do volume total da rocha V_R , da porosidade ϕ e da saturação do fluido resulta no volume de óleo em condições de reservatório. Como o volume original deve ser expresso sempre nas condições de superfície, utiliza-se o fator volume de formação para efetuar a conversão.

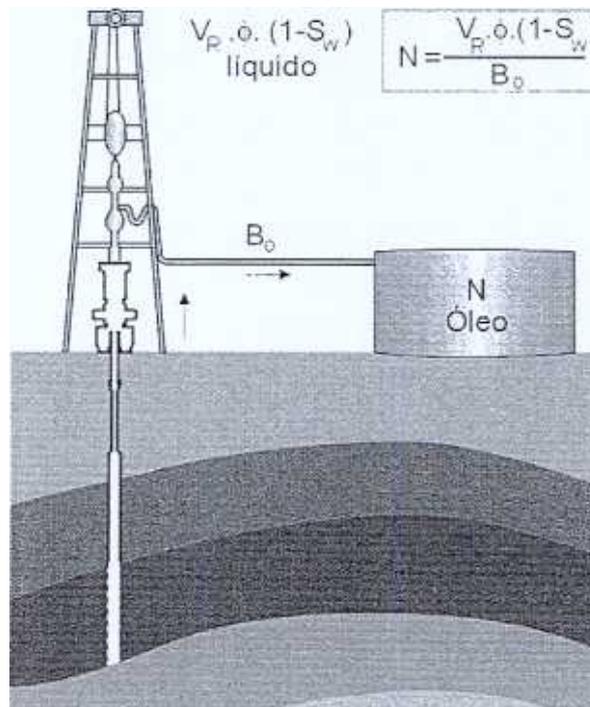


Figura 7.26 – Volume original – reservatório de óleo.

d) Performance do reservatório

São modelos em que a previsão do comportamento futuro (ou *performance*) do reservatório se baseia em seu comportamento passado. Para tanto, é necessário que o reservatório já tenha um histórico de produção. Em alguns casos também são necessárias informações sobre o mecanismo de produção do reservatório.

A análise do declínio de produção, a utilização da equação de balanço de materiais para a previsão de comportamento e a simulação matemática de reservatórios são métodos que se inserem no grupo denominado *performance* do reservatório. A utilização de um ou outro modelo depende de fatores, tais como a quantidade e o

tipo de dados de rocha e fluido disponíveis, a disponibilidade de recursos de informática (*software e hardware*), etc.

ANÁLISE DE DECLÍNIO DE PRODUÇÃO

Esse método se baseia apenas na observação do comportamento das vazões de produção ao longo do tempo. O declínio gradual da pressão do reservatório, decorrente da produção de fluidos, acarreta também um gradual declínio nas vazões de produção dos poços. A partir da análise do histórico de produção pode-se caracterizar a tendência de declínio da vazão. A partir da extrapolação dessa tendência passada, estima-se o comportamento futuro da produção.

Esse é um processo bastante simplificado, uma vez que não se utilizam informações sobre as propriedades da rocha-reservatório, sobre o comportamento dos fluidos ou sobre as relações rocha-fluido. Tampouco se utilizam leis de fluxo nem se leva em consideração o mecanismo responsável pela produção do reservatório. É utilizado apenas o histórico de produção.

EQUAÇÃO DE BALANÇO DE MATERIAIS

A equação de balanço de materiais é uma relação que associa o balanço de massa dos fluidos do reservatório com as reduções de pressão no seu interior. A equação de balanço de materiais é a representação matemática da seguinte expressão: “A um tempo qualquer da vida produtiva do reservatório, a soma das massas dos fluidos existentes no reservatório com a massa dos fluidos produzidos até então é igual à massa de fluidos originalmente existente nesse meio poroso.”

A equação é escrita em função das propriedades da rocha e do comportamento do fluido em função da pressão, das propriedades rocha-fluido, do histórico de produção e é particularizada para cada caso, dependendo dos mecanismos de produção atuantes no reservatório.

Para se fazer a previsão procura-se escrever a equação de balanço de uma maneira que o comportamento passado do reservatório esteja representado, ou seja, a equação deve relacionar a produção acumulada com a queda de pressão observada. Ao se encontrar essa equação, admite-se que ela também é capaz de descrever o comportamento futuro do reservatório. Com essa equação estima-se que a produção de fluidos corresponderá à queda de pressão que ocorrerá no reservatório.

Como a equação de balanço de materiais fornece apenas relações de produção acumulada de fluido *versus* queda de pressão, são necessárias outras equações que relacionem as produções acumuladas com vazões de produção e tempos.

SIMULAÇÃO MATEMÁTICA DE RESERVATÓRIOS

O termo simulação matemática de reservatórios se aplica à utilização de simuladores numéricos e computacionais em estudos de reservatórios.

Os procedimentos utilizados para se fazer previsões do comportamento futuro são semelhantes aos utilizados na equação de balanço de materiais. São introduzidos no modelo as informações geológicas e geofísicas, os dados de rocha, os dados

de fluido, as propriedades rocha-fluido, etc., de maneira que este reproduza, com uma certa precisão, o histórico de produção. Quando o modelo passa a descrever o passado de maneira satisfatória, está pronto para ser utilizado na previsão do comportamento futuro. A diferença básica entre os dois processos está na maneira como é tratado o reservatório. Enquanto que no balanço de materiais se usa uma única equação descrevendo o reservatório como se fosse um único bloco com propriedades uniformes, a simulação matemática permite a subdivisão em células com propriedades diferentes, e envolve a solução simultânea de um grande número de equações que representam o fluxo no meio poroso. Diferentemente da equação de balanço de materiais, a simulação fornece os seus resultados em função do tempo.

Os simuladores numéricos permitem mais sofisticação nos estudos dos reservatórios, porém, para tanto, é necessário dispor de dados da rocha, dos fluidos, da geologia, do histórico de produção, não só em quantidade, mas com boa qualidade.

Enfim, existem diversas maneiras de se fazer previsões de comportamento de reservatório e estimativas de volumes originais, volumes recuperáveis e reservas. A escolha de cada um dos processos deve ser feita sempre de maneira compatível com a natureza, quantidade e qualidade dos dados disponíveis, do tempo e dos recursos que se tem para processar esses dados e dos objetivos a que se destina o estudo.

7.7 Métodos de recuperação

Os reservatórios, cujos mecanismos são pouco eficientes e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de Métodos de Recuperação, que, de uma maneira geral, tentam interferir nas características do reservatório que favoreceram a retenção exagerada de óleo.

Quase tão antigos quanto a indústria do petróleo, os métodos de recuperação foram desenvolvidos para se obter uma produção maior do que aquela que se obteria, caso apenas a energia natural do reservatório fosse utilizada.

Baseadas na idéia de que as baixas recuperações eram resultados de baixas pressões nos reservatórios, as primeiras experiências buscavam fornecer pressão ao reservatório por meio da injeção de um fluido cujas finalidades eram deslocar o fluido residente no meio poroso e ocupar o espaço deixado por este. Como nem sempre o aspecto mais crítico do fluxo dos fluidos nos meios porosos é a baixa pressão, a simples injeção de fluidos para deslocar outros fluidos nem sempre resultava em sucesso. Como resultado da observação e da análise dos comportamentos dos meios porosos quando sujeitos a injeções de fluidos, surgiram os diversos processos que se conhecem atualmente.

A aplicação de um processo de recuperação é muito mais ampla que a simples intervenção em alguns poços, ou seja, a área de atuação é todo o reservatório, independente da simplicidade ou complexidade do método que está sendo utilizado.

A vida produtiva de um reservatório de petróleo, particularmente quando se aplicam métodos de recuperação, se compõe de etapas que cronologicamente são chamadas de recuperação primária, recuperação secundária, recuperação terciária, etc. A recuperação primária é a produção resultante da atuação da energia natural do

reservatório. A um segundo esforço de produção deu-se o nome de recuperação secundária; a um terceiro, de recuperação terciária; e assim por diante. Essa nomenclatura, aparentemente boa, não era suficientemente clara e causava uma certa confusão. Talvez a única expressão que tem o mesmo significado em todas as referências seja recuperação primária.

Com o passar do tempo as expressões secundária e terciária perderam a sua conotação cronológica e passaram a designar a natureza do processo. Assim, recuperação secundária passou a significar injeção de água ou injeção de gás, e recuperação terciária passou a designar os demais processos. Não existe uma nomenclatura bem estabelecida na literatura sobre o assunto. Entretanto, alguns termos, como, por exemplo, recuperação terciária, devem ser evitados por não serem suficientemente claros.

A nomenclatura utilizada aqui baseia-se no seguinte critério: para os processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, como é o caso da injeção de água e da injeção de gás, dá-se o nome de Métodos Convencionais de Recuperação. Para os processos mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas, Métodos Especiais de Recuperação.

Não é necessário esperar o declínio total da produção para se começar a injeção de fluidos no reservatório. Ao contrário, a boa prática de engenharia recomenda que a injeção seja iniciada bem antes que isso aconteça. Existe uma prática, chamada “manutenção de pressão”, que consiste na injeção de água e/ou gás ainda no início da vida produtiva do reservatório, e tem por finalidade manter a pressão em níveis elevados, preservando razoavelmente as características dos fluidos e do fluxo. Ou seja, os métodos de recuperação são aplicados mesmo havendo condições de produção com recuperação primária.

7.7.1 Métodos convencionais de recuperação

Ao se injetar um fluido em um reservatório com a finalidade única de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, isto é, buscando-se um comportamento puramente mecânico, tem-se um processo classificado como método convencional de recuperação.

Esse comportamento mecânico, sem qualquer interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha, é o que se espera obter ao se injetar água ou ao se submeter o reservatório a um processo não miscível de injeção de gás. Em outras palavras, não se espera que os fluidos se misturem entre si ou interfiram na rocha-reservatório.

O fluido injetado, que também recebe o nome de fluido deslocante, deve empurrar o óleo, chamado de fluido deslocado, para fora dos poros da rocha e ao mesmo tempo ir ocupando o espaço deixado à medida que este vai sendo expulso. Mesmo na porção do reservatório invadida pelo fluido deslocante (água, por exemplo), nem todo o óleo lá contido é deslocado. O óleo retido nos poros da zona invadida pela água, denominado óleo residual, é consequência do efeito da capilaridade.

Costuma-se classificar como Recuperação Convencional, além da obtida com os processos de injeção mencionados anteriormente, a recuperação devido à energia primária do reservatório.

a) Projetos de injeção

Dentre os métodos convencionais de recuperação, existe uma grande diversidade na maneira de se executar a injeção de um fluido. A opção por um dos diversos sistemas deve ser pautada pelos aspectos da sua viabilidade técnica e econômica.

Uma etapa de grande importância no projeto de injeção é a definição do esquema de injeção, isto é, a maneira como os poços de injeção e de produção vão ser distribuídos no campo de petróleo. Além de levar em conta as características físicas do meio poroso e dos fluidos envolvidos, o modelo escolhido deve:

- proporcionar a maior produção possível de óleo durante um intervalo de tempo econômico e com o menor volume de fluido injetado possível;
- oferecer boas condições de injetividade para se obter boa produtividade resultando em vazões de produção economicamente atrativas; e,
- ainda visando ao aspecto econômico, fazer a escolha recair sobre um esquema em que a quantidade de poços novos a serem perfurados seja a menor possível, principalmente no caso da aplicação do processo em um campo já desenvolvido.

Cada projeto é exclusivo para cada reservatório. Entretanto, existem aspectos que são comuns a todos os projetos, independente do reservatório ou até mesmo do fluido injetado, como é o caso da existência de poços de injeção e de poços de produção.

Os projetos devem especificar aspectos como quantidades e distribuição dos poços de injeção e de produção, pressões e vazões de injeção, estimativas das vazões de produção e volumes de fluidos a serem injetados e produzidos. Esses dados, além de serem necessários para o dimensionamento dos equipamentos, são fundamentais para a viabilidade econômica do projeto.

Os esquemas de injeção dividem-se em três tipos principais: injeção na base, injeção no topo e injeção em malhas.

Para reservatórios planos, horizontais e de pouca espessura, pelo fato de não existirem pontos preferenciais para injeção dos fluidos, os poços de injeção e produção são distribuídos de maneira homogênea em todo o reservatório (figura 7.27).

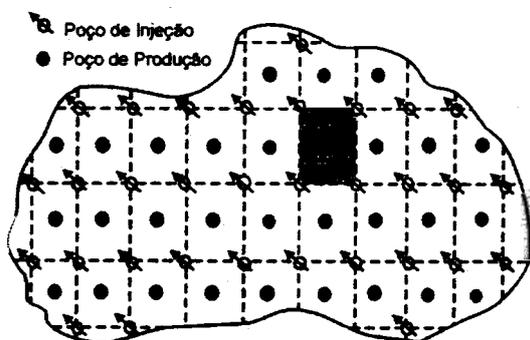


Figura 7.27 – Exemplo de esquema de injeção em malha.

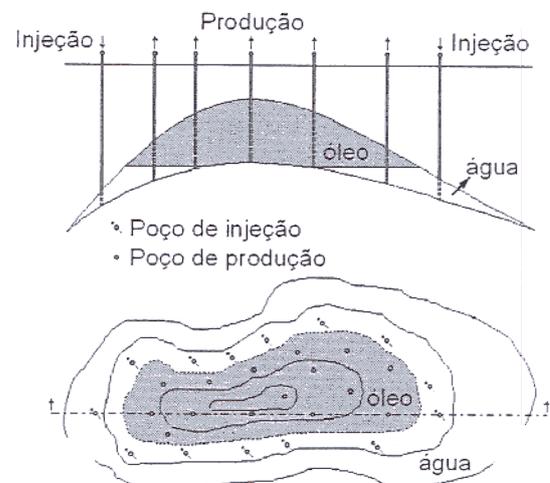


Figura 7.28 – Exemplo de esquema de injeção de base ou periférica.

Nesse tipo de esquema verifica-se que ocorre a repetição de um determinado padrão ou arranjo dos poços de injeção e produção, razão pela qual é chamado de padrão repetido ou injeção em malhas.

Se o reservatório tiver uma certa inclinação e se desejar injetar água, os poços que alcançam a parte mais baixa do reservatório são transformados em poços de injeção. À medida que a água vai penetrando no meio poroso o óleo vai sendo empurrado de baixo para cima, na direção dos poços de produção que se encontram situados na parte mais alta da estrutura. É como se fosse criado um aquífero artificial. Dá-se a esse esquema o nome de injeção na base. Se o fluido injetado fosse gás, os poços de injeção seriam localizados no topo da formação, e os de produção, na base. Esse esquema é chamado injeção no topo.

b) Fluidos injetados

Nos processos convencionais de recuperação utilizam-se a água e o gás natural como fluidos de injeção.

A água de injeção pode ter quatro origens diferentes:

- 1) água subterrânea, coletada em mananciais de subsuperfície por meio de poços perfurados para este fim;
- 2) água de superfície, coletada em rios, lagos, etc.;
- 3) água do mar; e
- 4) água produzida, isto é, a água que vem associada à produção de petróleo.

Normalmente, a água antes de ser injetada, deve ser submetida a um tratamento, de modo a torná-la mais adequada ao reservatório e aos fluidos nele existentes.

Os projetos de injeção de água, de uma maneira geral, são compostos das seguintes partes: sistema de captação de água, que podem ser poços no caso de se injetar água subterrânea, ou um conjunto de bombas para o caso de se utilizar água de superfície ou água do mar; sistema de tratamento da água de injeção; sistema de injeção de água propriamente dito, que é composto por bombas, linhas, e poços de injeção; e sistema de tratamento e descarte da água produzida. Em certos casos, algumas dessas partes são dispensáveis.

Nos projetos de injeção de gás natural, o gás pode ser injetado com a mesma composição com a qual é produzido ou após ser processado (Capítulo 9).

O gás é injetado no meio poroso utilizando-se compressores que fornecem as pressões e as vazões necessárias para o processo. O processo não requer que o gás injetado se misture com o óleo do reservatório para deslocá-lo para fora do meio poroso. Na verdade, o nome mais adequado para o método é processo não-miscível de injeção de gás. O papel do gás é de um simples agente mecânico de deslocamento.

As instalações para uma injeção de gás se diferenciam basicamente de outros sistemas de produção pela presença de compressores e poços para a injeção de gás.

7.7.2 Eficiências de recuperação

A produção de hidrocarbonetos obtida de um projeto de injeção de fluidos pode ser avaliada numericamente, a qualquer época, através de parâmetros chamados

Eficiência de Varrido Horizontal, Eficiência de Varrido Vertical e Eficiência de Deslocamento.

A Eficiência de Varrido Horizontal representa, em termos percentuais, a área em planta do reservatório que foi invadida pelo fluido injetado até um determinado instante, enquanto a Eficiência de Varrido Vertical representa o percentual da área da seção vertical do reservatório que foi invadida pelo fluido injetado. O produto desses dois parâmetros define a chamada Eficiência Volumétrica, que é, portanto, a relação entre o volume do reservatório invadido pelo volume total do fluido injetado.

A eficiência de varrido horizontal depende do esquema de injeção (isto é, da maneira como os poços de injeção e produção estão distribuídos no reservatório), da razão de mobilidades entre os fluidos injetado e deslocado (item 7.1.6), e do volume de fluido injetado. A eficiência de varrido vertical depende da variação vertical da permeabilidade, da razão de mobilidades e do volume injetado.

A eficiência volumétrica não é suficiente para a determinação da quantidade de óleo deslocado. O fluido pode penetrar numa extensão muito grande do reservatório, porém a sua capacidade de retirar o óleo do interior dos poros é pequena. O parâmetro que mede a capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha chama-se eficiência de deslocamento. Assim, enquanto a eficiência volumétrica exprime quanto do reservatório foi alcançado pelo fluido injetado, a eficiência de deslocamento exprime que percentual do óleo que existia inicialmente dentro dos poros dessa região foi expulso por ele. A eficiência de deslocamento depende das tensões interfaciais entre o fluido injetado, a rocha e os fluidos do reservatório, e do volume injetado.

Para se obter boas recuperações, é necessário que todas as eficiências sejam altas. Quando as eficiências de varrido são baixas, o fluido injetado simplesmente encontra caminhos preferenciais e se dirige rapidamente para os poços de produção, deixando grandes porções do reservatório intactas. Quando a eficiência de deslocamento é baixa, mesmo que as eficiências de varrido sejam altas, o fluido injetado não desloca apropriadamente o óleo para fora da região invadida.

7.7.3 Reservas e métodos de recuperação

Devido ao grau de conhecimento que se tem a respeito dos métodos convencionais de recuperação e à confiança na obtenção dos resultados ao empregá-los, as estimativas de produção devido ao emprego destes métodos são adicionadas às estimativas de produção devido à energia primária, quando se calculam as reservas de um determinado reservatório ou de uma determinada região.

Estimativas feitas em diversos locais têm conduzido a um fator de recuperação médio de cerca de 30%, considerando-se apenas processos convencionais de recuperação, ou seja, de todo o óleo já descoberto, cerca de 30% pode ser recuperado por processos convencionais de recuperação.

O declínio da descoberta de novos campos de grandes extensões, que vem sendo observado nos últimos tempos, conduz à conclusão de que a mais provável fonte para ampliação das reservas está no desenvolvimento e aplicação de tecnologias que aumentem o fator de recuperação dos campos já descobertos. Em suma, como é

pouco provável que avanços significativos nas reservas sejam alcançados através de esforços exploratórios, a aplicação mais ampla dos métodos especiais de recuperação se apresenta como uma possível resposta para as necessidades de suprimento de energia quando as reservas pelos métodos convencionais começarem a se esgotar. Assim, o alvo dos processos especiais de recuperação é a parcela correspondente a 70% do óleo original provado, que é o volume percentual médio restante nos reservatórios após a recuperação convencional.

7.7.4 Métodos especiais de recuperação

Pode-se dizer que um método especial de recuperação é empregado para atuar nos pontos onde o processo convencional falhou, ou falharia caso fosse empregado.

As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo.

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção. O óleo fica retido porque o fluido injetado não se propaga adequadamente no reservatório, ficando grandes volumes de rocha nos quais o deslocamento não se processou.

No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo do reservatório para fora dos poros é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contactadas pelo fluido injetado.

As duas situações acima definem a forma de atuação dos métodos especiais de recuperação e são o ponto de partida para a sua distribuição em três categorias: Métodos Térmicos, Métodos Miscíveis e Métodos Químicos, de acordo com a natureza geral dos processos e o ponto principal a ser atacado.

A classificação acima não é única e existem alguns processos que poderiam estar incluídos em uma ou outra categoria.

a) Métodos térmicos

Em reservatórios cujos óleos são muito viscosos, a utilização de um processo convencional de recuperação fatalmente resulta em insucesso. A alta viscosidade do óleo dificulta o seu movimento dentro do meio poroso, enquanto que o fluido injetado, água ou gás, tem uma mobilidade muito maior, resultando em baixas eficiências de varrido e por consequência uma recuperação normalmente muito baixa.

A constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem a sua viscosidade substancialmente reduzida foi o ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos.

O desenvolvimento inicial dos métodos térmicos buscava a redução da viscosidade do óleo através do seu aquecimento para aumentar a recuperação de petróleo. À medida que outros efeitos igualmente benéficos foram aparecendo, os processos foram se modificando, resultando nos diversos tipos de métodos que se tem atualmente.

Há dois tipos de métodos térmicos que diferem na maneira como é feito o aquecimento do fluido do reservatório. Em um deles o calor é gerado na superfície e em seguida transportado para o interior da formação, utilizando-se de um fluido. É chamado de Injeção de Fluidos Aquecidos. No outro grupo o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente. Este segundo processo é chamado Combustão *in situ*.

Na injeção de fluidos aquecidos utiliza-se a água como meio para transportar o calor da superfície até o reservatório. A água é normalmente injetada na forma de vapor, mas pode também ser injetada a uma temperatura elevada, porém ainda no estado líquido. Temos, portanto, dois tipos de processos, a Injeção de Vapor e a Injeção de Água Quente.

Na combustão *in situ* se inicia por meio de uma injeção de ar aquecido, um processo de oxidação do óleo que vai gerando calor, que por sua vez intensifica a oxidação num processo crescente até se chegar a uma temperatura chamada “ponto de ignição”, a partir do qual está estabelecida a combustão. A partir daí, continuando-se a injetar ar frio, o processo tem continuidade. O calor gerado desencadeia processos que resultam no aumento do fator de recuperação.

b) Métodos miscíveis

Quando se trata de baixas eficiências de deslocamento, ou seja, o fluido injetado não consegue retirar o óleo para fora dos poros da rocha devido a altas tensões interfaciais, os métodos miscíveis são os indicados. Trata-se de processos em que se procura reduzir substancialmente e se possível eliminar as tensões interfaciais.

Quando dois fluidos que não se misturam estão em contato, entre eles se estabelece uma interface submetida a tensões interfaciais. Estas tensões de natureza físico-química desempenham um papel também nas relações entre rocha e fluido, podendo ser mais ou menos intensas, dependendo da natureza dos fluidos e da rocha. Caso o fluido injetado e o óleo sejam miscíveis, isto é, se misturem, não existem nem interfaces nem tensões interfaciais.

Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado.

Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são preferencialmente o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio.

c) Métodos químicos

Estão agrupados como métodos químicos alguns processos em que se pressupõe uma certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. São eles a injeção de solução de polímeros, injeção de solução de tensoativos, injeção de microemulsão, injeção de solução alcalina, etc. Não existe um ponto único de ataque como nas outras categorias, sendo que alguns processos poderiam ser enquadrados dentro dos métodos miscíveis.

Quando o óleo do reservatório tem viscosidade um pouco elevada, pode-se adicionar polímeros à água de injeção para transformá-la em um fluido que se desloca dentro do meio poroso com a mesma mobilidade que o óleo. Devido a essa semelhança, o fluido injetado em vez de escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, se difunde mais no meio poroso, aumentando as eficiências de varrido.

Ao se adicionar uma substância tensoativa à água de injeção, na verdade está-se fazendo um deslocamento miscível com água. O tensoativo, também chamado de surfactante, tem a finalidade de reduzir as tensões interfaciais entre a água e o óleo, ampliando a eficiência de deslocamento.

De uma maneira geral os métodos miscíveis são pobres em relação à eficiências de varrido. Isto acontece porque essas soluções normalmente têm viscosidades bem menores que a do óleo, deixando a maior parte do reservatório sem ser varrida.

A injeção de microemulsão, também chamada de solução micelar, é uma tentativa de se obter um deslocamento miscível com boas eficiências de varrido. É uma mistura com a qual se tem a preocupação com a miscibilidade e com o controle da viscosidade.

No processo de injeção de fluidos alcalinos, a substância alcalina que se adiciona à água, em geral soda cáustica, tem a finalidade de reagir com certos ácidos orgânicos presentes em alguns óleos, produzindo dentro do próprio reservatório uma certa quantidade de substância tensoativa. Este tensoativo assim formado vai produzir uma série de efeitos dentro do reservatório, os quais concorrem para um ganho na produção de óleo.

d) Outros métodos

Existem outros processos que têm sido pesquisados e que não se enquadram em nenhuma das categorias acima, como é o caso da recuperação microbiológica e da recuperação utilizando ondas eletromagnéticas.

A recuperação microbiológica é obtida a partir da utilização de diferentes microorganismos que, quando adequadamente escolhidos e através dos seus processos biológicos no interior do reservatório, produzem uma série de substâncias que causam os mais diversos efeitos e que podem aumentar a recuperação de petróleo.

A recuperação através de ondas eletromagnéticas é um processo de aquecimento do reservatório por meio de ondas eletromagnéticas ocasionadas pela aplicação de uma diferença de potencial entre os poços do campo.



ELEVAÇÃO

Quando a pressão do reservatório é suficientemente elevada, os fluidos nele contidos alcançam livremente a superfície, dizendo-se que são produzidos por elevação natural. Os poços que produzem desta forma são denominados de poços surgentes.

Quando a pressão do reservatório é relativamente baixa, os fluidos não alcançam a superfície sem que sejam utilizados meios artificiais para elevá-los. O mesmo ocorre no final da vida produtiva por surgência ou quando a vazão do poço está muito abaixo do que poderia produzir, necessitando de uma suplementação da energia natural através de “elevação artificial”. Utilizando equipamentos específicos reduz-se a pressão de fluxo no fundo do poço, com o conseqüente aumento do diferencial de pressão sobre o reservatório, resultando em um aumento de vazão.

Os métodos de elevação artificial mais comuns na indústria do petróleo são:

- *gas-lift* Contínuo e Intermitente (GLC e GLI);
- bombeio Centrífugo Submerso (BCS);
- bombeio Mecânico com Hastes (BM);
- bombeio por Cavidades Progressivas (BCP).

A seleção do melhor método de elevação artificial para um determinado poço ou campo depende de vários fatores. Os principais a serem considerados são: número de poços, diâmetro do revestimento, produção de areia, razão gás-líquido, vazão, profundidade do reservatório, viscosidade dos fluidos, mecanismo de produção do reservatório, disponibilidade de energia, acesso aos poços, distância dos poços às estações ou plataformas de produção, equipamento disponível, pessoal treinado, investimento, custo operacional, segurança, entre outros.

Cada método apresenta vantagens e desvantagens. Somente após conhecer com detalhes os quatro métodos de elevação artificial é que se poderá optar por um deles para determinado poço.

8.1 Elevação natural poços surgentes

Na elevação natural de petróleo, o fluxo de fluidos (óleo, água e gás) desde o reservatório até as facilidades de produção (separadores, tratadores e tanques) é devido unicamente à energia do reservatório. Normalmente ocorre no início da vida

produtiva das jazidas. Porém, com o passar do tempo e o aumento da produção acumulada, a pressão do reservatório declina, tornando-se insuficiente para deslocar os fluidos até a superfície numa vazão econômica ou conveniente.

Comparando-se com poços que produzem por elevação artificial, os surgentes produzem com menores problemas operacionais devido à simplicidade dos equipamentos de superfície e subsuperfície, com maiores vazões de líquido e, em consequência, com menor custo por unidade de volume produzido. Considerando estas vantagens, tem-se procurado conhecer, através dos anos, as variáveis que afetam a vazão de um poço surgente buscando, por meio de um controle racional de alguns fatores, manter e incrementar a quantidade de óleo produzido por elevação natural.

8.1.1 Fatores que influem na produção acumulada por surgência

Os principais fatores que influem na produção acumulada a ser obtida de um poço por elevação natural são:

- propriedades dos fluidos;
- índice de produtividade do poço;
- mecanismo de produção do reservatório;
- dano causado à formação produtora durante a perfuração ou durante a completação do poço;
- aplicação de técnicas de estimulação;
- adequado isolamento das zonas de água e gás adjacentes à zona de óleo;
- características dos equipamentos utilizados no sistema de produção (coluna e linha de produção, restrições ao fluxo, etc.);
- adequado controle de produção dos poços através de testes periódicos de produção;
- estudo e acompanhamento da queda de pressão do reservatório.

O caminho percorrido pelos fluidos desde o reservatório até as facilidades de produção pode ser dividido em três etapas distintas que influem decisivamente na produção acumulada por surgência:

- fluxo do fluido no reservatório, denominada fluxo no meio poroso ou recuperação;
- fluxo do fluido no poço, denominada de fluxo na coluna de produção ou elevação;
- fluxo do fluido através da linha de produção e/ou restrições, denominada de fluxo na superfície ou coleta.

A figura 8.1 mostra que as três etapas de fluxo estão interligadas e, em consequência, a vazão a ser obtida do poço é função do fluxo através do sistema como um todo.

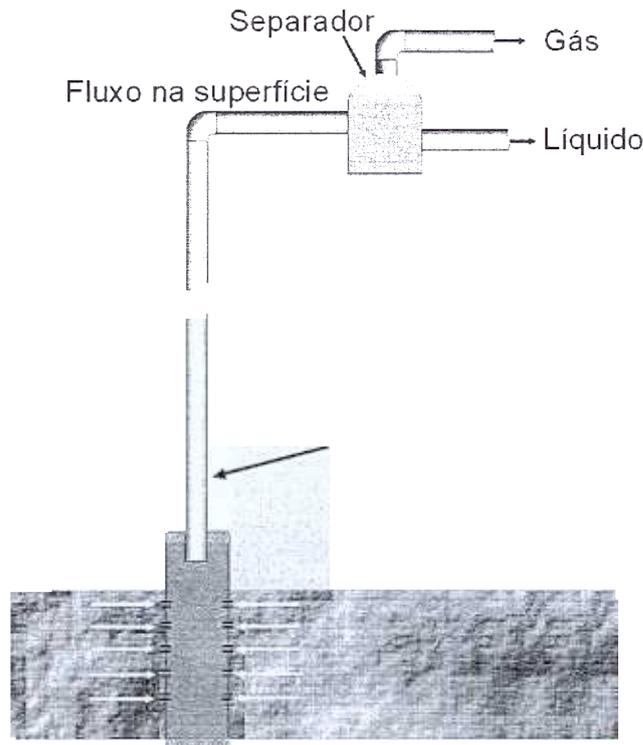


Figura 8. – Etapas de fluxo.

8.1.2 Fluxo no meio poroso

O valor do índice de produtividade (IP), conforme definido pela equação 5.3, é determinado na prática efetuando-se um teste de produção com vazão constante medindo-se a correspondente pressão de fluxo P_w . Terminado o teste, o poço é fechado e após estabilização mede-se o valor da pressão estática P_e . Com os valores das pressões e da vazão calcula-se o valor do IP.

Devido à variação lenta da pressão do reservatório com o tempo, pode-se afirmar que, para um determinado período de tempo e para pressões dinâmicas no fundo do poço maiores do que a pressão de saturação, o índice de produtividade permanece constante. Sendo assim, quanto maior o diferencial de pressão sobre o meio poroso, maior será a vazão de líquido que se desloca para o poço. A máxima vazão que poderia ser obtida ocorreria quando a pressão dinâmica de fundo fosse igual a zero. Entretanto, tal hipótese é impraticável em poços surgentes uma vez que é necessária uma pressão mínima para que o fluido da formação atinja os equipamentos de separação na superfície.

A equação 5.3 utilizada para definir o índice de produtividade em função da vazão e diferencial de pressão pode ser reescrita da seguinte forma:

$$P_w = P_e - \frac{q}{i} \quad (8.1)$$

Considerando que o índice de produtividade permaneça constante, independentemente da vazão de líquido, a equação acima é uma linha reta, denominada de

IPR (*Inflow Performance Relationship*) (figura 8.2). O ponto em que a reta intercepta o eixo das vazões é conhecido por “potencial do poço”. Representa a máxima vazão que poderia ser obtida do reservatório caso a pressão dinâmica de fundo pudesse ser reduzida a zero.

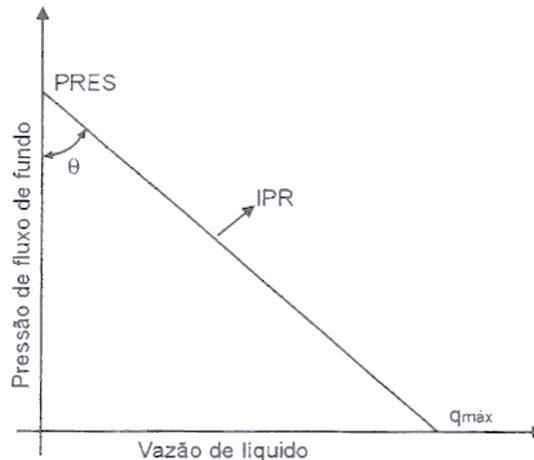


Figura 8.2 – Curva de IPR – modelo linear.

O modelo linear para IPR não se aplica quando as pressões no meio poroso estão abaixo da pressão de saturação do óleo, pois neste caso o gás sai de solução aumentando a saturação. O aumento da saturação de gás provoca um aumento em sua permeabilidade relativa, diminuindo em consequência a permeabilidade relativa ao óleo. Esta variação da permeabilidade relativa ao óleo com a pressão faz com que o índice de produtividade do poço também varie com a pressão, tornando inadequada a representação do fluxo no meio poroso através de uma IPR linear.

Vogel (1968) determinou a curva de IPR para vários poços produzindo de reservatórios com gás em solução. Traçou IPRs considerando vários estágios do reservatório e observou que ao adimensionalizar as curvas, dividindo todas as pressões pela pressão estática do reservatório, e todas as vazões pelo potencial do poço, estas tornavam-se praticamente coincidentes. Propôs, então, o modelo dado pela seguinte expressão:

$$\frac{q}{q_{\text{máx}}} = 1 - 0,8 \left(\frac{P_w}{P_e} \right)^2 \quad (8.2)$$

cuja representação é apresentada na figura 8.3.

Vogel desenvolveu seu modelo para reservatórios de gás em solução com pressão igual ou abaixo da pressão de saturação, considerando somente o fluxo bifásico de óleo e gás. Entretanto, a aplicação do seu modelo para reservatórios operados por capa de gás ou fraco influxo de água tem apresentado bons resultados. A utilização para fluxo trifásico de óleo, água e gás também pode ser considerada satisfatória, desde que a percentagem de água não seja muito elevada.

Para reservatórios com pressão acima da pressão de saturação e poços com dano, o modelo de Vogel não deve ser aplicado, uma vez que existem os modelos de

Patton e Goland (1980) e de Standing (1970) que foram desenvolvidos especialmente para estes casos. Estes modelos podem ser encontrados nas referências bibliográficas.

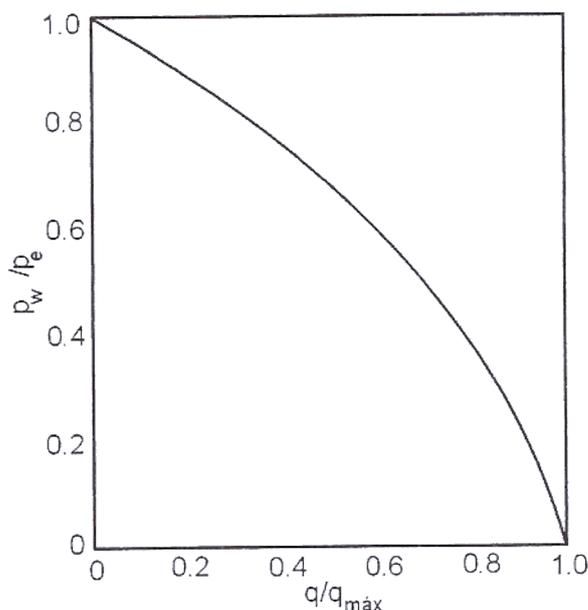


Figura 8.3 – Curva de IPR – Modelo de Vogel.

A determinação da curva de IPR para um poço pode ser feita de várias maneiras. A mais precisa é por medição direta e consiste em produzir o poço de forma estabilizada em várias vazões e medir as correspondentes pressões dinâmicas de fundo. Quanto maior o número de pontos, mais representativa será a curva.

A curva também pode ser traçada utilizando-se dois testes de produção, ou um teste e a pressão estática do reservatório. Nestes casos é necessária a utilização de um dos modelos disponíveis na literatura para o traçado da curva.

8.1.3 Fluxo na coluna de produção

Para que os fluidos cheguem até os separadores na superfície, é necessário que a pressão de fluxo no fundo do poço seja suficiente para vencer a coluna hidrostática do fluido na coluna de produção, as perdas por fricção, as perdas nas restrições (regulador de fluxo, válvulas, etc.), as perdas na linha de produção e a pressão nos equipamentos de separação.

A figura 8.4 mostra um poço de petróleo onde a pressão de fluxo no fundo está representada por P_1 e a pressão na cabeça do poço por P_2 . A pressão P_2 representa a pressão necessária na cabeça do poço para que o fluido escoe até os equipamentos de separação.

O gradiente de pressão dentro da coluna de produção, quando em fluxo, é o resultado da soma do gradiente devido à elevação, do gradiente devido à fricção e do gradiente devido à aceleração.

O gradiente devido à elevação corresponde ao gradiente hidrostático do fluido que está escoando e é função unicamente de sua densidade. Na figura 8.4 a reta de gradiente hidrostático foi traçada a partir de P_2 , uma vez que esta pressão deve ser vencida para que haja fluxo.

O gradiente devido à fricção existe sempre que houver movimentação de fluidos. Além das características dos fluidos, as perdas por fricção são função do diâmetro e rugosidade da coluna de produção e da vazão. Quanto maiores as vazões, maiores as perdas por fricção, fazendo com que a pressão necessária no fundo do poço (P_1) aumente com o aumento de vazão. Adicionando-se estas perdas à curva de gradiente hidrostático temos como resultado a curva de gradiente dinâmico de pressão, conforme está representado na figura 8.4.

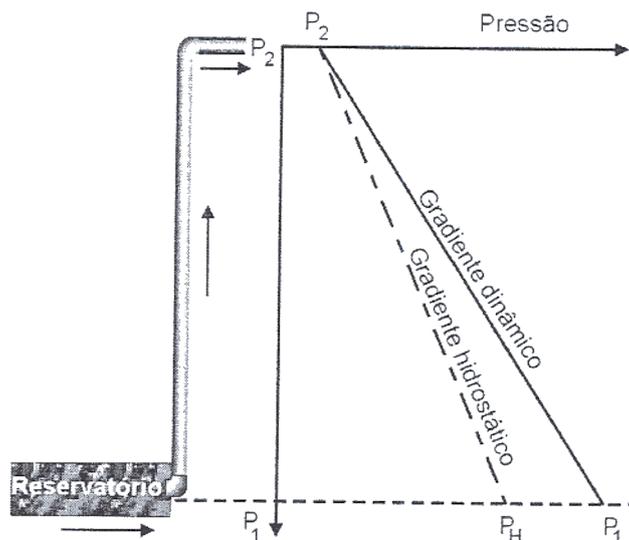


Figura 8.4 – Curva de gradiente de pressão para fluxo monofásico de líquido.

Neste caso, o gradiente devido à aceleração é nulo, uma vez que está sendo considerado um fluido incompressível, não havendo variação de velocidade no interior da tubulação. Em termos práticos, corresponde à produção de um poço em que não haja gás livre no interior da coluna de produção. Poços que produzem com alto teor de água e baixa razão gás-líquido se comportam desta forma.

Para que haja fluxo vertical ascendente, é necessário que a pressão P_1 seja maior do que a pressão hidrostática P_h . Para uma tubulação de determinado diâmetro, quanto maior for a diferença entre P_1 e P_h , tanto maior será a vazão, ou, quanto maior a vazão, maior a pressão necessária P_1 .

Ao se combinar os fluxos no meio poroso e na coluna de produção verifica-se a existência de uma oposição de solicitações no fundo do poço. Considerando apenas o fluxo no reservatório, quanto maior a vazão desejada, menor deve ser a pressão de fluxo no fundo. Considerando apenas o fluxo através da coluna de produção, quanto maior a vazão desejada, maior deve ser esta pressão. A figura 8.5 mostra a representação gráfica desta oposição de solicitações, com um único ponto satisfazendo as duas etapas de fluxo. Este ponto representa a vazão e a pressão de fluxo no fundo, caso o poço seja colocado em produção nas condições para as quais a coluna de produção foi projetada.

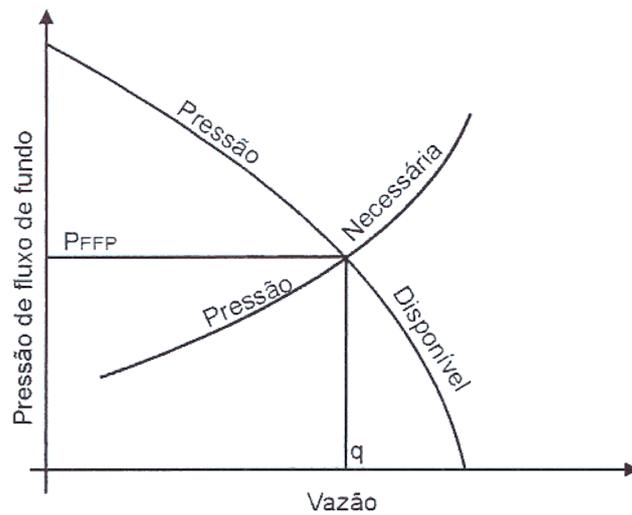


Figura 8.5 – Oposição de solicitações no fundo do poço.

a) Padrões de fluxo vertical multifásico

O fluido que sai do meio poroso, entretanto, possui gás em solução e vem acompanhado de gás livre e água. Neste caso, a determinação com precisão do gradiente de pressão na coluna de produção torna-se complicada, uma vez que ocorre um fluxo multifásico complexo e difícil de analisar, mesmo para condições limitadas.

A diferença de velocidade entre as fases e a geometria das fases líquida e gasosa influenciam sobremaneira no gradiente de pressão, sendo, portanto, a base para classificação dos regimes de fluxo multifásico. Os padrões de fluxo geralmente aceitos para o fluxo vertical multifásico são: bolha, golfada, transição e anular-nevoeiro, conforme representação esquemática na figura 8.6.

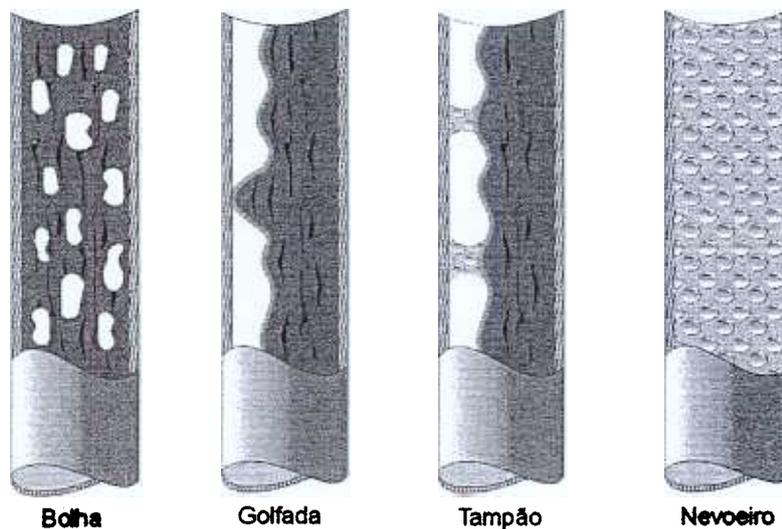


Figura 8.6 – Padrões de fluxo vertical multifásico.

O padrão de fluxo tipo bolha ocorre normalmente próximo ao fundo do poço, quando a coluna de produção está quase completamente cheia com líquido, estando a fase gasosa presente através de pequenas bolhas dispersas no meio do líquido. As

bolhas de gás se movem em diferentes velocidades, dependendo do seu diâmetro. A fase contínua é o líquido e, a não ser pela pequena densidade do gás, este tem pouco efeito no gradiente de pressão. O líquido move-se a uma velocidade praticamente constante.

À medida que a mistura se eleva na coluna de produção há uma redução da pressão, resultando em maior liberação do gás que está em solução. A fase líquida é a fase contínua, porém as bolhas de gás coalescem e formam bolsões estáveis, com diâmetro próximo ao da tubulação. Os bolsões de gás são separados por golfadas de líquido que se deslocam para a superfície com velocidades variáveis. Próximo à parede da tubulação existe um filme de líquido que se move com velocidade ascendente menor do que a das golfadas de líquido. As variações da velocidade do líquido fazem com que a fricção e a densidade da mistura variem ponto a ponto. Neste padrão de fluxo tipo golfada, tanto a fase líquida como a fase gasosa influenciam no gradiente de pressão. Considerando os valores normalmente encontrados de vazões e pressões, este é o padrão de fluxo mais comum em poços de petróleo.

Conforme a mistura vai subindo e menores pressões são atingidas, a velocidade do líquido vai aumentando e ele começa a se dispersar. O volume do gás livre aumenta rapidamente pela expansão do gás livre e pela saída contínua de gás de solução. A golfada de líquido entre os bolsões de gás tende a desaparecer e uma quantidade significativa do líquido fica dispersa na fase gasosa. O gás com líquido em suspensão tende a se movimentar mais rapidamente pelo centro da tubulação, enquanto o líquido tende a aderir na parede da coluna de produção, formando um anel. Apesar de ainda existir o efeito da fase líquida no gradiente de pressão, neste padrão de fluxo tipo transição o efeito da fase gasosa é muito mais pronunciado.

Posteriormente, a quantidade e a velocidade do gás liberado são tais que a fase contínua passa definitivamente a ser o gás. Atinge-se então o padrão de fluxo anular-nevoeiro, onde quase todo o líquido é carregado pelo gás sob a forma de gotículas. Apenas um filme de líquido molha a parede da tubulação, praticamente não influenciando no gradiente de pressão do poço. Este regime de fluxo ocorre raramente em poços de petróleo.

Dependendo das características dos fluidos produzidos, das pressões envolvidas e das profundidades dos poços, podem ocorrer mais de um padrão de fluxo no mesmo poço.

b) Curva de gradiente de pressão

Considerando a contínua variação de pressão desde o fundo do poço até a superfície e, em consequência, a composição da fase líquida e gasosa em cada ponto, é de supor que a curva que representa o gradiente dinâmico de pressão na coluna de produção não seja uma reta, como ocorre no fluxo monofásico.

A figura 8.7 mostra a curva de gradiente dinâmico de pressão de um poço onde, propositadamente, se fez com que a curva de gradiente estático não atingisse a superfície. Neste caso, ativando a surgência do poço por um método adequado, este entrará em produção com a pressão de fluxo de fundo P_1 .

Se não houvesse a liberação progressiva de gás, com a consequente redução na densidade do fluido da coluna, a pressão dinâmica de fundo seria insuficiente para elevar os fluidos e deslocá-los até o vaso separador.

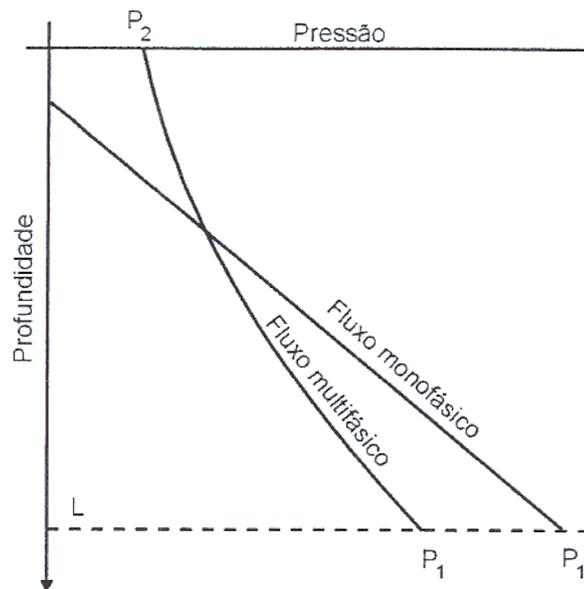


Figura 8.7 – Curva de gradiente na coluna de produção.

A solução de problemas de fluxo na coluna de produção inclui o cálculo do gradiente dinâmico de pressão. As melhores ferramentas disponíveis são os simuladores de fluxo multifásico em tubulações. Estes simuladores utilizam correlações especialmente desenvolvidas para este fim.

Várias correlações têm sido desenvolvidos para cálculo do gradiente de pressão com diferentes graus de empirismo e sofisticação. São divididas em três categorias:

- Categoria A: Estas correlações não consideram nem o escorregamento existente entre as fases nem os vários padrões de fluxo. A densidade da mistura é determinada em função da razão gás-líquido total, uma vez que considera o gás e o líquido escoando a uma mesma velocidade.
- Categoria B: Neste tipo de correlação é considerado o escorregamento entre as fases, porém é desprezado o regime de fluxo. Os volumes ocupados pelo gás e pelo líquido devem ser determinados para cada ponto, uma vez que se deslocam a velocidades diferentes.
- Categoria C: Além do escorregamento entre as fases, estas correlações consideram, também, o padrão de fluxo existente. A partir da determinação do padrão de fluxo para cada ponto são calculados todos os outros parâmetros relacionados com a densidade média dos fluidos e os fatores de fricção.

Considerando que cada correlação foi desenvolvida para um conjunto particular de informações, a aplicação de cada uma deve ocorrer em poços cujas características sejam semelhantes àquelas utilizadas no seu desenvolvimento. A utilização indiscriminada de uma correlação pode resultar em erros que comprometem totalmente os resultados.

Para campos de petróleo mais antigos, com vários poços produzindo, as correlações aplicáveis são conhecidas. Porém, para campos novos, é necessário comparar valores calculados com valores medidos nos poços, verificando as correlações que melhor se aplicam.

A curva de gradiente dinâmico de pressão por medição direta pode ser obtida em um poço (produzindo a uma determinada vazão contínua e estabilizada) através de registradores de pressão instalados em diferentes profundidades.

Quando se torna necessário estimar o gradiente de pressão na coluna de produção de um poço e não se dispõem de recursos computacionais, pode-se utilizar curvas mestras de fluxo vertical multifásico disponíveis na literatura. A figura 8.8 reproduz uma destas curvas, cujos parâmetros utilizados para o seu traçado constam na própria figura.

As correlações de utilização mais comuns são as de Poettmann e Carpenter (1952), Duns e Ros (1961), Hagedorn e Brown (1965), Beggs e Brill (1973), e Orkiszewski (1967). A curva mestra constante na figura 8.8 foi traçada utilizando-se a correlação de Hagedorn e Brown.

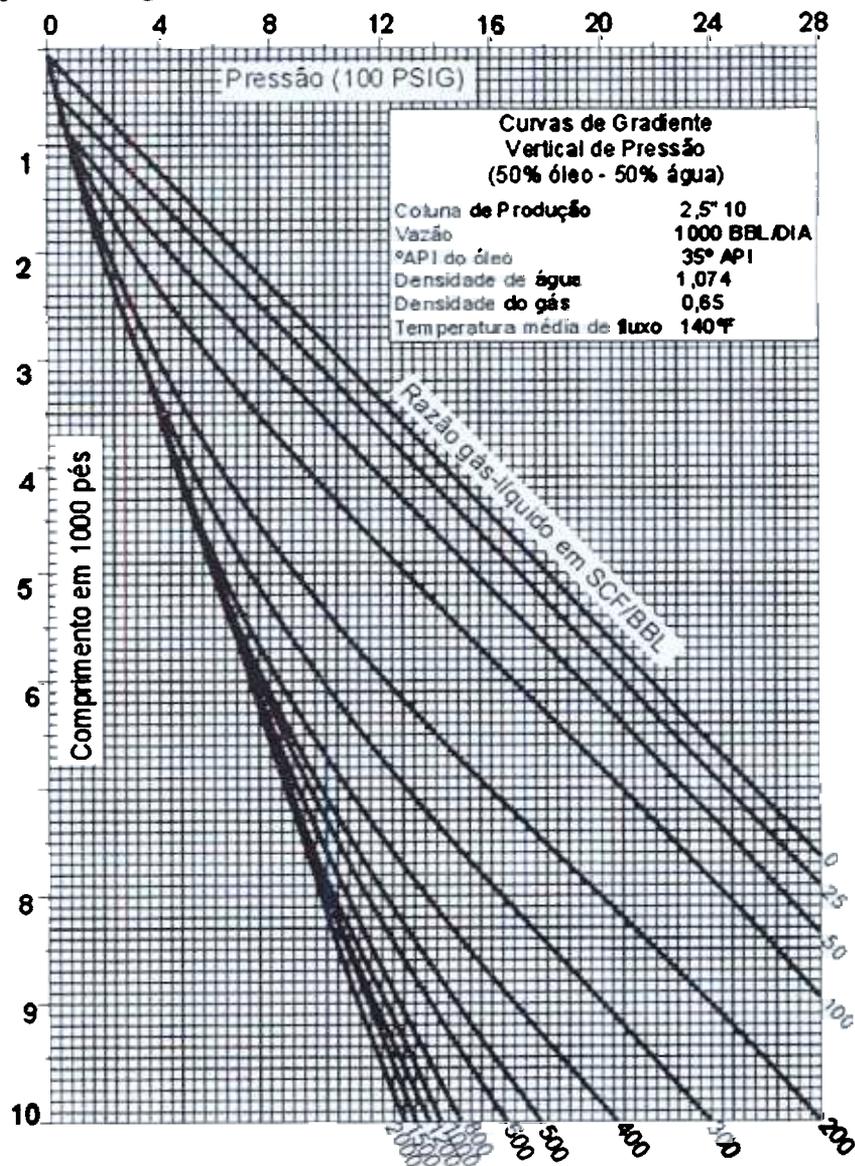


Figura 8.8 – Curva mestra de fluxo vertical multifásico.
(A unidade de medida da razão gás-líquido é pés cúbicos por barril.)

8.1.4 Fluxo na superfície

Esta etapa corresponde ao deslocamento do fluido desde a cabeça do poço até o vaso separador, passando pela linha de produção e pelo regulador de fluxo.

O cálculo do gradiente de pressão na linha de produção é feito da mesma forma como na coluna de produção, utilizando-se correlações ou curvas mestras de fluxo multifásico. As perdas de pressão nas restrições, especificamente no regulador de fluxo, são calculadas através de equações empíricas, desenvolvidas para situações particulares de produção.

a) Fluxo através da linha de produção

O gradiente dinâmico de pressão na tubulação de superfície também é o resultado da soma dos mesmos gradientes que atuam na coluna, com a diferença que o gradiente devido à hidrostática refere-se ao desnível eventualmente existente entre a cabeça do poço e a entrada do separador.

Da mesma forma como na coluna de produção, nesta etapa de fluxo a pressão também irá variar continuamente, fazendo com que as propriedades dos fluidos tenham que ser calculadas ponto a ponto.

Considerando a geometria das fases e o grau de escorregamento entre o gás e o líquido, os padrões de fluxo horizontal mais aceitos são: segregado, intermitente e distribuído. Cada padrão destes é subdividido em outros dois ou três regimes de fluxo, conforme ilustrado na figura 8.9.

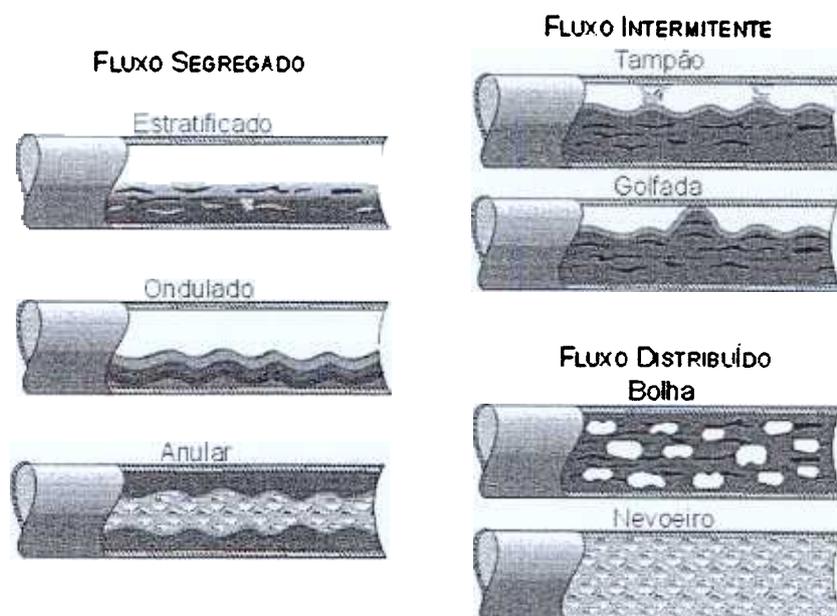


Figura 8.9 – Padrões de fluxo horizontal multifásico.

A determinação do padrão de fluxo é muito importante no cálculo do gradiente de pressão, pois mudando a geometria das fases altera-se, principalmente, o gradiente devido à fricção. Algumas correlações para fluxo horizontal multifásico foram desenvolvidas com equações específicas para cada regime de fluxo.

Na linha de produção também podem ocorrer vários regimes de fluxo para um único poço. Qualquer variação no ângulo formado pela linha de produção com a horizontal influenciará decisivamente no regime de fluxo e, em decorrência, no gradiente de pressão. Como a linha de produção de um poço nunca é perfeitamente horizontal uma vez que acompanha as ondulações do terreno, a determinação do gradiente de pressão torna-se bastante imprecisa. Considerando que normalmente as perdas na linha de produção correspondem a menos de 10% do total de perdas, os erros de cálculo, apesar de relativamente elevados, correspondem a erros absolutos aceitáveis.

A aplicabilidade de uma correlação ou curva mestra depende de comparação com dados de campo. As curvas mestras para fluxo horizontal multifásico são semelhantes às curvas para fluxo vertical.

b) Fluxo através do regulador de fluxo

O regulador de fluxo (figura 8.10) tem por finalidade restringir a vazão do fluido, permitindo que se obtenha uma produção compatível com as características do reservatório. Aumentando a sua abertura reduz-se a perda de pressão do fluido ao atravessá-lo, com conseqüente diminuição da pressão de fluxo no fundo do poço. Desta forma, o diferencial de pressão sobre o reservatório aumenta e o poço produz com uma vazão mais elevada.

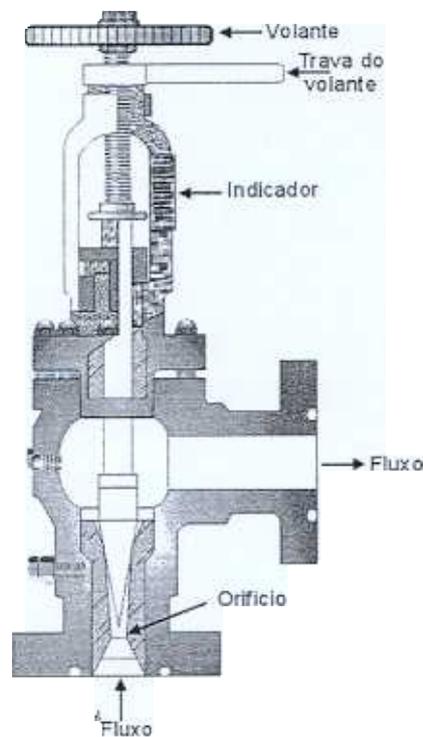


Figura 8.10 – Regulador de fluxo.

Estudos de Mecânica dos Fluidos e Termodinâmica mostram que, para não haver influência das condições de fluxo a jusante de uma restrição sobre as de montante é necessário que a velocidade do fluxo seja igual ou superior à velocidade do som no meio. Quando esta condição ocorre diz-se que está havendo fluxo crítico através do regulador e variações de pressão a jusante não alteram a pressão à montante. Para que isto ocorra é necessário que a pressão à montante seja no mínimo igual a duas vezes a pressão a jusante. Esta condição é desejável em poços de petróleo para que variações na pressão do vaso separador não interfiram na produção do poço.

A título de exemplo, uma das correlações disponíveis na literatura para cálculo de abertura de regulador de fluxo é a de Ros (1960). Esta correlação foi desenvolvida para situações em que esteja ocorrendo fluxo crítico e é representada pela equação:

$$P_{\text{mont}} = \frac{1,8,24 q RGL^{0,5}}{S^2} \quad (8.3)$$

onde:

- P_{mont} = pressão a montante do regulador de fluxo (kg/cm²);
- q = vazão de fluxo (m³/d);
- RGL = razão gás-líquido (m³/m³);
- S = abertura do regulador de fluxo (/64 de polegada);

Nos casos em que não esteja ocorrendo fluxo crítico através do regulador as correlações disponíveis são mais complicadas e mais imprecisas.

8.1.5 Resolução de problemas de fluxo

Consiste em determinar as vazões possíveis de produção com as equivalentes pressões de fluxo no fundo do poço, na cabeça do poço e a montante e jusante do regulador de fluxo, considerando todas as variáveis envolvidas no deslocamento dos fluidos, desde o reservatório até o vaso separador.

Para tanto, utiliza-se a técnica de análise nodal, na qual são traçadas as curvas de pressão necessária e disponível em algum ponto particular da trajetória dos fluidos. Normalmente os pontos escolhidos são o fundo do poço, a cabeça do poço ou a chegada no vaso separador.

a) Determinação da vazão máxima por surgência de um poço

No caso de se querer determinar a vazão máxima que pode ser obtida de um poço por surgência adota-se o seguinte procedimento, conforme representado na figura 8.11:

- 1° – Traçar a curva de IPR para o poço.
- 2° – Utilizando as informações contidas na curva de IPR, arbitrar vazões e calcular, usando correlações para fluxo vertical multifásico, as correspondentes pressões de fluxo disponíveis na cabeça do poço. Com os valores calculados, plotar os pontos e traçar a curva de pressão disponível na cabeça do poço.

3° – A partir da pressão do vaso separador, utilizando correlações para fluxo horizontal/vertical multifásico, arbitrar vazões e determinar as correspondentes pressões necessárias na cabeça do poço para que ocorra o escoamento. Com os valores calculados, plotar os pontos e traçar a curva de pressão necessária na cabeça do poço.

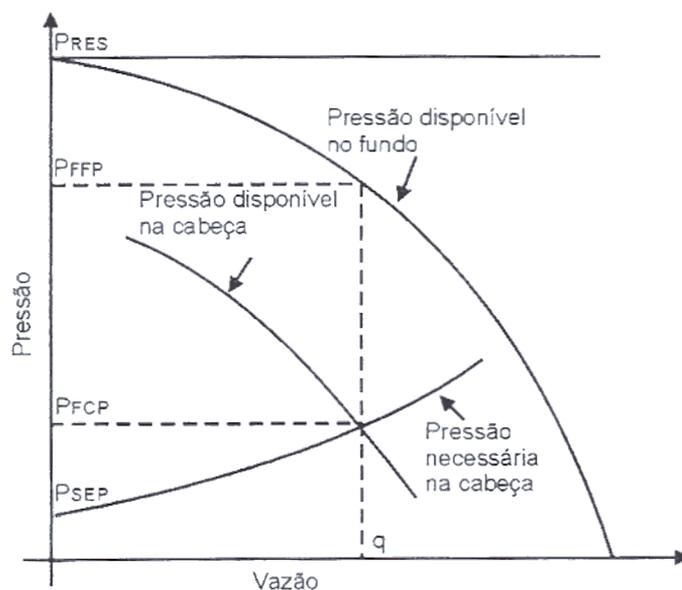


Figura 8.11 – Determinação da vazão máxima de um poço por surgência.

O ponto de encontro das duas curvas, de pressão disponível e necessária na cabeça do poço, satisfaz as condições de fluxo do problema e indica a vazão máxima a ser obtida por surgência, bem como a pressão que irá existir na cabeça do poço quando em produção. A pressão de fluxo no fundo do poço pode ser obtida da curva de IPR para a vazão determinada.

b) Determinação da abertura do regulador de fluxo para produzir a vazão desejada

A vazão máxima por surgência determinada no item anterior pode ser superior à vazão ótima indicada para produção do reservatório. Altas vazões podem antecipar a produção de água ou gás, produção de areia, dano ao reservatório, etc., resultando em menores recuperações de petróleo. Para evitar estes efeitos indesejáveis, restringe-se a vazão do poço com um regulador de fluxo, cuja abertura é determinada da seguinte forma, ilustrada na figura 8.12:

1° – Traçar a curva de IPR e a curva de pressão disponível na cabeça do poço para várias vazões, utilizando uma correlação para fluxo vertical multifásico.

2° – Utilizando as informações contidas na curva de pressão disponível na cabeça do poço, arbitrar vazões e calcular, usando correlações de fluxo horizontal/vertical multifásico, as correspondentes pressões de fluxo disponíveis na estação.

3° – Para a vazão desejada, conforme determinada pela engenharia de reservatórios através de testes de avaliação (Capítulo 5), verificar se a pressão disponível na cabeça do poço é maior ou igual a duas vezes a pressão necessária. Caso esta condição se verifique, usar a equação 8.3 para calcular a abertura do regulador de fluxo. Caso negativo, a abertura do regulador de fluxo é ajustada por tentativas.

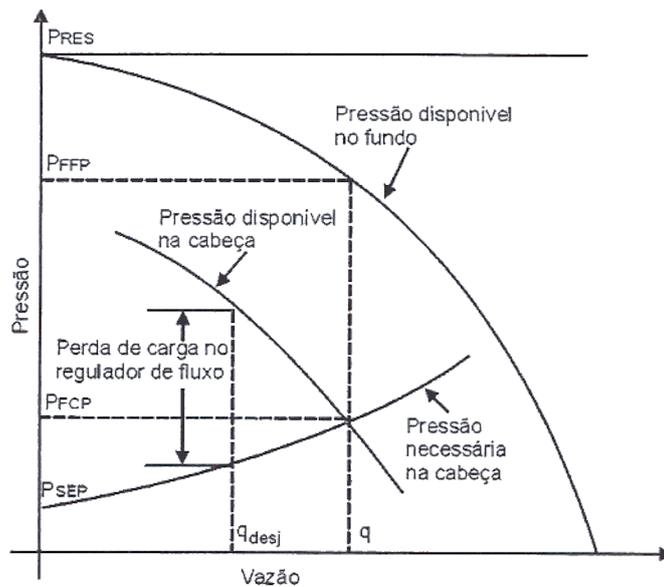


Figura 8.12 – Determinação da abertura do regulador de fluxo para produzir a vazão desejada.

8.2 Gas-lift

É um método de elevação artificial que utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar fluidos (óleo e/ou água) até a superfície. O gás é utilizado para gaseificar a coluna de fluido (*gas-lift* contínuo) ou simplesmente para deslocá-la (*gas-lift* intermitente) de uma determinada profundidade até a superfície. É um método muito versátil em termos de vazão (1 a 1.700 m³/d), de profundidade (até 2.600 metros, dependendo da pressão do gás de injeção), e é propício para poços que produzem fluidos com alto teor de areia, elevada razão gás-líquido, além de exigir investimentos relativamente baixos para poços profundos.

8.2.1 Tipos de *gas-lift*

Existem dois tipos principais de *gas-lift* – o contínuo e o intermitente.

O *gas-lift* contínuo é similar à elevação natural. Baseia-se na injeção contínua de gás a alta pressão na coluna de produção com o objetivo de gaseificar o fluido desde o ponto de injeção até a superfície. Até certos limites, aumentando-se a quantidade de gás na coluna de produção diminui-se o gradiente médio de pressão, com conseqüente diminuição da pressão de fluxo no fundo e aumento de vazão. O gás é injetado na coluna de produção de forma controlada e contínua. Na superfície, o controle da injeção de gás no poço é feito através de um regulador de fluxo, ou *choke*.

O *gas-lift* intermitente baseia-se no deslocamento de golfadas de fluido para a superfície através da injeção de gás a alta pressão na base das golfadas. Esta injeção de gás possui tempos bem definidos e, normalmente, é controlada na superfície por um intermitor de ciclo e uma válvula controladora, também conhecida por *motor valve*.

A escolha entre o *gas-lift* contínuo (GLC) e o *gas-lift* intermitente (GLI) para um determinado poço depende de vários fatores. Em princípio utiliza-se GLC em poços com IP acima de $1,0 \text{ m}^3/\text{dia}/\text{kgf}/\text{cm}^2$ e pressão estática suficiente para suportar uma coluna de fluido entre 40% e 70% da profundidade total do poço. Nos poços com IP e/ou pressão estática baixos utiliza-se *gas-lift* intermitente.

8.2.2 Sistema de *gas-lift*

A figura 8.13 ilustra esquematicamente poços equipados para produzir por *gas-lift*. O sistema é composto por:

- fonte de gás a alta pressão (compressores);
- controlador de injeção de gás na superfície (*choke* ou *motor valve*);
- controlador de injeção de gás de subsuperfície (válvulas de *gas-lift*);
- equipamentos para separação e armazenamento dos fluidos produzidos (separadores, tanques, etc.).

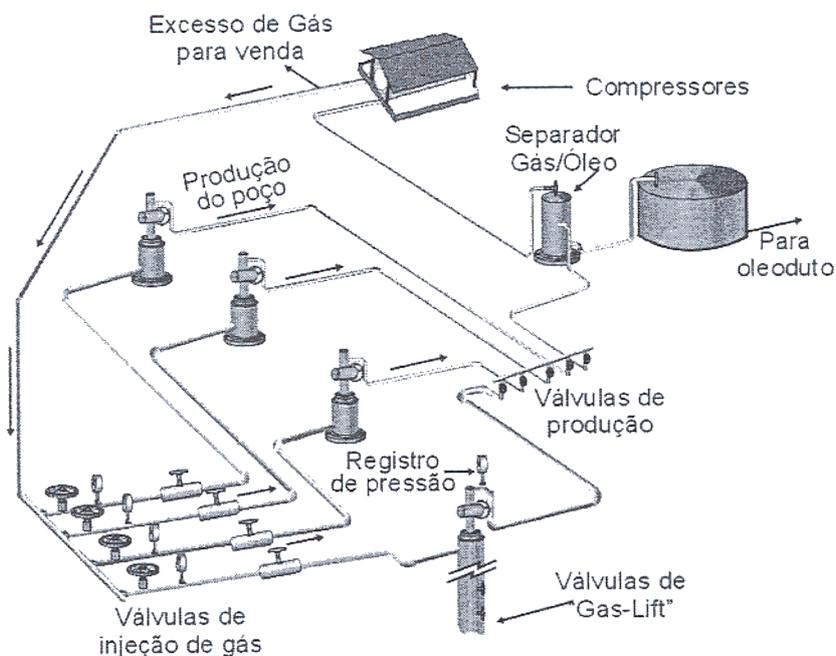


Figura 8.13 – Sistema de *gas-lift*.

O *gas-lift* contínuo requer injeção contínua de gás na coluna de produção, proporcional à vazão de líquido que vem do reservatório. Necessita de uma válvula com orifício relativamente pequeno. O *gas-lift* intermitente requer uma elevada vazão periódica de gás para imprimir grande velocidade ascendente à golfada. Para isso necessita de válvulas com maior orifício e abertura rápida, visando diminuir a penetração do gás na golfada de fluido, uma vez que não existe elemento de separação entre o gás e o líquido.

8.2.3 Tipos de instalações

A escolha do tipo de instalação é influenciada principalmente pelo tipo de *gas-lift* a ser empregado: contínuo ou intermitente. Além disso, deve-se conhecer também o tipo de completação do poço, possibilidade de produção de areia, comportamento futuro da IPR em função da produção acumulada, etc. Os poços que produzem através de completações duplas têm instalações mais complexas, uma vez que a operação de uma zona pode interferir na operação da outra. Neste caso o anular é comum às duas colunas. Poços no mar requerem uma análise mais criteriosa das instalações devido ao elevado custo das intervenções. Os tipos mais comuns de instalações de *gas-lift* estão representados na figura 8.14.

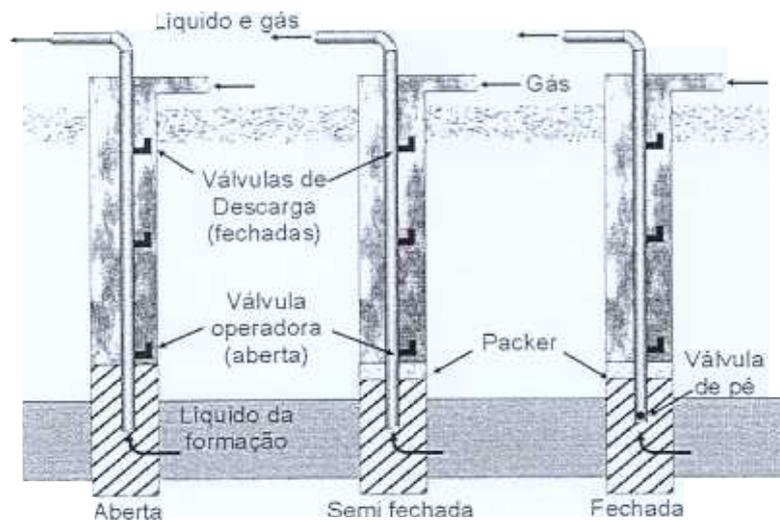


Figura 8.14 – Tipos de instalação de *gas-lift*.

a) Instalação aberta

Neste tipo de instalação a coluna de produção fica suspensa na cabeça de produção, sem *packer* e sem válvula de pé, conforme mostrado na figura 8.14. Devido à inexistência de *packer*, este tipo de instalação só pode ser utilizado em poços com boa produtividade e elevada pressão de fundo. Desta forma existirá um selo de fluido no fundo do poço evitando que o gás atinja a extremidade da coluna de produção. A utilização deste tipo de instalação ocorre quando é impossível descer um *packer* devido a problemas no revestimento, areia, etc.

b) Instalação semifechada

Este tipo de instalação difere da anterior pelo fato de se utilizar um *packer* para vedar o espaço anular, conforme representado na figura 8.14. Pode ser utilizada tanto para *gas-lift* contínuo como intermitente, e suas principais vantagens em relação à anterior são:

- após o poço ser descarregado não haverá retorno de líquido para o espaço anular, uma vez que todas as válvulas de *gas-lift* possuem válvula de retenção (*check-valve*);

- o nível de fluido no espaço anular permanece estável, independentemente de variações de pressão no gás de injeção;
- o nível de fluido no espaço anular não pode atingir a extremidade da coluna de produção, situação em que se perderia o controle da injeção de gás na coluna.

c) Instalação fechada

É semelhante a uma instalação do tipo semifechada, com exceção de uma válvula de pé que é colocada na extremidade inferior da coluna de produção, conforme representado na figura 8.14. É utilizada em poços que produzem por *gas-lift* intermitente. A finalidade da válvula de pé é evitar que, durante a injeção de gás na coluna de produção, a pressão do gás injetado empurre de volta para o reservatório parte dos fluidos produzidos. Não é recomendada em poços que produzem grande quantidade de areia nem em poços que produzem de reservatórios com baixa permeabilidade e alta pressão estática.

8.2.4 Válvulas de *gas-lift*

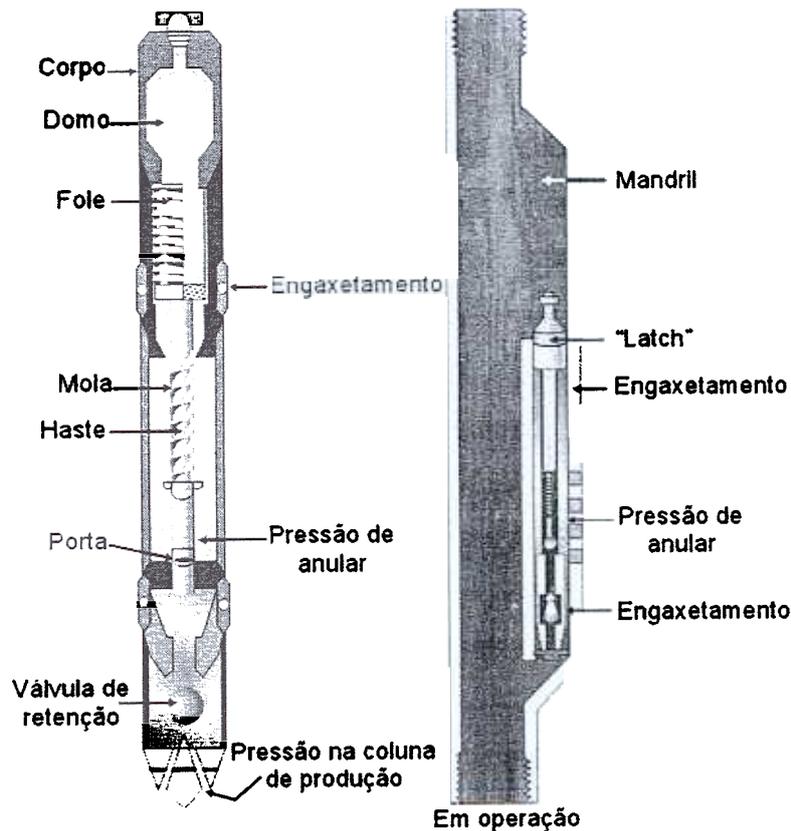
As válvulas de *gas-lift* são, fundamentalmente, válvulas reguladoras de pressão introduzidas entre a coluna de produção e o revestimento para:

- facilitar a operação de descarga do poço, isto é, a retirada do fluido de amortecimento (válvulas de descarga);
- controlar o fluxo de gás, do anular para o interior da coluna de produção, em profundidades predeterminadas (válvulas de descarga e operadora).

A figura 8.15 mostra em corte uma válvula de *gas-lift* típica, indicando suas partes principais e a maneira como é instalada na coluna de produção. A válvula apresentada na figura está fechada, com a esfera encostando na sede da válvula. Para que ela abra é necessário que a pressão no anular atinja um valor preestabelecido, de acordo com a pressão do nitrogênio no interior do domo e de acordo com a tensão da mola (elementos que tendem a manter a válvula fechada).

A válvula voltará a fechar quando a pressão no anular diminuir e não for mais suficiente para vencer as forças exercidas pelo nitrogênio no domo e pela tensão da mola.

Existem vários tipos de válvulas de *gas-lift* para diversos tipos de aplicações. As válvulas utilizadas para descarregar o poço, denominadas de válvulas de descarga, são do tipo insertável, operadas pela pressão do anular, com fole e domo carregado com nitrogênio. São ditas insertáveis pois podem ser retiradas e recolocadas no poço utilizando unidades de cabo (*wireline*), sem a retirada da coluna de produção. Ficam alojadas dentro de mandris. Estas válvulas são operadas pela pressão do espaço anular, pois é sua variação que determina a abertura e o fechamento da válvula. O domo carregado com nitrogênio permite calibrar a válvula, ou seja, colocando mais ou menos nitrogênio no domo a válvula abrirá a pressões de anular maiores ou menores, respectivamente. Este tipo de válvula é bastante utilizado, também, como válvula operadora do *gas-lift* intermitente.

Figura 8.15 – Válvulas de *gas-lift*.

Outro tipo de válvula bastante utilizado como operadora no GLI é a válvula insertável operada pelo crescimento da pressão na extremidade inferior da coluna de produção. A acumulação de uma golfada no fundo do poço faz com que a pressão hidrostática cresça, provocando a abertura da válvula com conseqüente injeção de gás na base da golfada para enviá-la para a superfície. Neste caso não é necessário o intermitor de ciclo na superfície para produzir o poço, bastando apenas um *choke*.

A válvula mais utilizada como operadora em poços de *gas-lift* contínuo é a insertável de orifício. Não possui partes móveis e se comporta como se fosse uma placa de orifício. Como o *gas-lift* contínuo pressupõe a injeção contínua de gás, esta válvula não prevê qualquer mecanismo de fechamento. Esta válvula, assim como todas as outras válvulas de *gas-lift* possui *check-valve* que não permite a passagem de fluidos da coluna para o anular.

8.2.5 Descarga de um poço de *gas-lift*

Descarregar um poço de *gas-lift* significa retirar o fluido de amortecimento que está na coluna de produção e/ou anular para colocar o poço em produção. É um processo contínuo que consiste na injeção de gás de forma controlada para o anular, elevando para a superfície o líquido que está no poço. A figura 8.16 ilustra o processo de descarga de um poço que está com o anular e a coluna cheios com fluido de amortecimento.

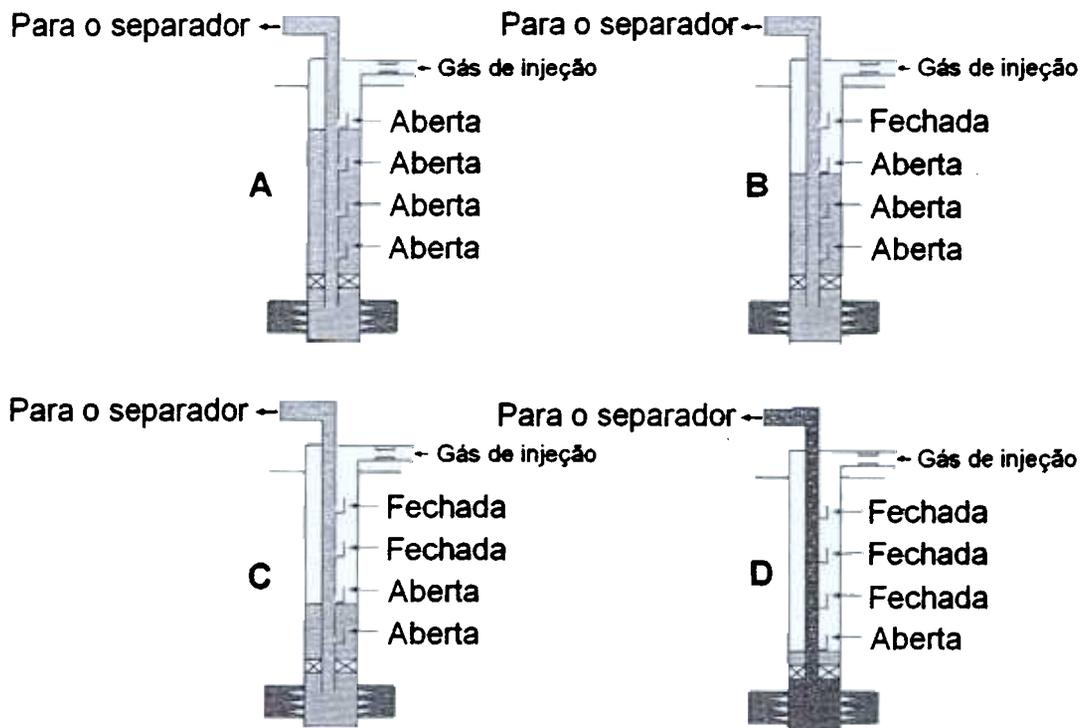


Figura 8.16 – Descarga de um poço de *gas-lift*.

Fase 1: Inicia-se a injeção de gás no espaço anular com controle através de um *choke*. Todas as válvulas de *gas-lift* estão abertas devido à hidrostática do líquido e à pressão do gás que está sendo injetado. À medida que o gás é injetado no anular há um crescimento de pressão, mantendo a transferência de fluido do anular para dentro da coluna. Esta operação deve ser lenta para não danificar as válvulas. O nível de líquido no anular atinge a primeira válvula e o gás começa a passar para dentro da coluna de produção, gaseificando o fluido desta profundidade até a superfície (figura 8.16A). Com a diminuição do gradiente hidrostático do fluido que está sendo gaseificado acima da primeira válvula, cria-se um diferencial de pressão entre o espaço anular e a coluna de produção na profundidade da primeira válvula. Este diferencial de pressão faz com que o nível do anular continue abaixando, e o líquido passando do anular para a coluna pelas válvulas mais profundas, que continuam abertas. Este processo continuará até que o nível do anular atinja a segunda válvula.

Fase 2: Tão logo a segunda válvula seja descoberta, o gás passa a penetrar na coluna de produção pelas duas primeiras válvulas. O espaçamento das válvulas deve ser projetado de forma que a pressão disponível do gás permita que se atinja a válvula imediatamente inferior à que está operando. Também é indispensável uma correta escolha dos orifícios das válvulas, de forma a permitir uma adequada gaseificação do fluido. Como o gás está entrando na coluna de produção pelas válvulas 1 e 2, haverá uma maior demanda de gás, o que provocará uma queda na pressão do espaço anular até o fechamento da válvula 1, calibrada de forma que isto ocorra. A partir de então a válvula de topo permanecerá fechada, e a gaseificação da coluna se efetuará somente pela segunda válvula (figura 8.16B).

Fase 3: Este processo continua (figura 8.16C) até que se atinja a última válvula, denominada de válvula operadora. As válvulas acima da válvula operadora devem estar fechadas, e a formação produzindo de acordo com o projetado (figura 8.16D). Nesta fase será ajustado o *choke* na superfície para que seja injetada no poço a vazão necessária de gás.

O dimensionamento de uma instalação de *gas-lift* contínuo é feito utilizando-se simuladores desenvolvidos especificamente para este fim. Com eles determinam-se as profundidades das válvulas, pressões de calibração, volume de gás a injetar, vazões possíveis de líquido, pressões na cabeça e no fundo do poço, etc. Para determinar os gradientes de pressão na coluna e na linha de produção, são utilizados os mesmos simuladores de fluxo multifásico utilizados em poços surgentes.

8.2.6 Gas-lift contínuo

Na figura 8.17 está representado um diagrama de fluxo contínuo em que aparecem os gradientes e pressões envolvidos na produção de um poço por *gas-lift* contínuo.

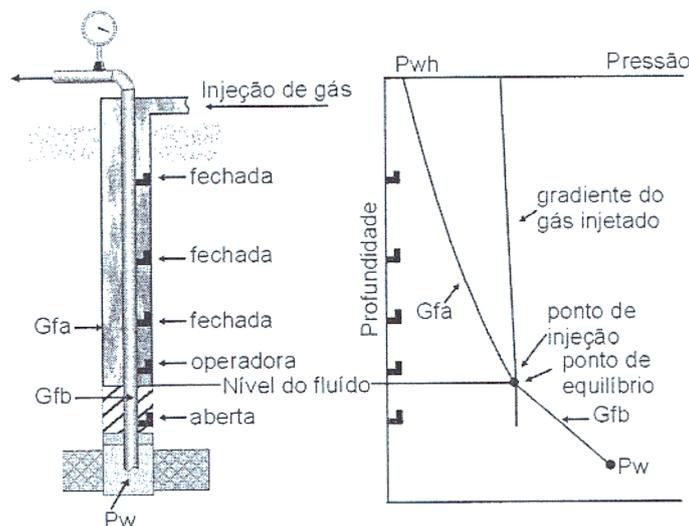


Figura 8.17 – Poço produzindo por GLC.

Caso, por simplicidade, seja assumido um gradiente médio de pressão abaixo do ponto de injeção de gás e um gradiente médio de pressão acima do ponto de injeção, pode-se escrever:

$$P_w = P_{wh} + G_{fa} L_{vo} + G_{fb} (D - L_{vo}) \quad (8.4)$$

onde:

- P_w = pressão de fluxo no fundo do poço;
- P_{wh} = pressão de fluxo na cabeça do poço;
- G_{fa} = gradiente dinâmico médio acima do ponto de injeção de gás;
- G_{fb} = gradiente dinâmico médio abaixo do ponto de injeção de gás;
- L_{vo} = profundidade da válvula operadora;
- D = profundidade dos canhoneados.

Esta equação é a base para o projeto, dimensionamento e análise de instalações de *gas-lift* contínuo. Por exemplo, para um determinado poço, quanto mais profundo for o ponto de injeção, menor será o volume diário de gás a ser injetado. Entretanto, a profundidade de injeção depende fortemente, dentre outros fatores, da pressão disponível do gás de injeção. Quanto maior, mais profundo pode ser o ponto de assentamento da válvula operadora.

Poços com mesmas características e com índices de produtividade diferentes demandarão quantidades diferentes de gás de injeção, a diferentes profundidades.

Para um determinado poço, a quantidade de gás a ser injetado depende da relação econômica entre o custo de injeção e o volume de óleo recuperado. A figura 8.18 mostra, esquematicamente, a relação entre o volume de gás injetado e óleo recuperado. Para um acréscimo de produção é necessário um acréscimo de injeção. O princípio básico é que o incremento na produção resulte em uma receita que exceda ou, no máximo, se iguale ao acréscimo nos custos de injeção. O ponto que auferir o maior lucro acumulado é aquele em que vale a igualdade, correspondendo à tangente econômica e, conseqüentemente, à produção econômica (figura 8.18).

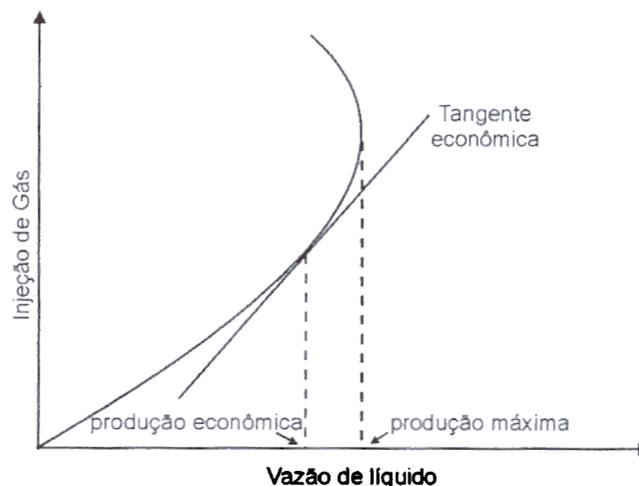


Figura 8.18 – Vazão de líquido em função da injeção de gás em um GLC.

8.2.7 *Gas-lift* intermitente

O *gas-lift* intermitente consiste em deslocar golfadas de líquido de uma determinada profundidade até a superfície pela injeção de gás a alta pressão na base das golfadas. O gás penetra na coluna de produção pela válvula operadora, localizada próxima ao fundo do poço, elevando o líquido acumulado acima desta.

O objetivo do *gas-lift* intermitente é idêntico ao dos outros métodos de elevação artificial, ou seja, criar um diferencial de pressão adequado sobre o reservatório de forma a produzir a vazão desejada.

Normalmente sua aplicabilidade se restringe a poços com baixa pressão de fundo (alto ou baixo IP) e poços com alta pressão de fundo mas baixo IP. Como

consequência, este é um método aplicável a poços que produzem baixas vazões. Para entender fisicamente o que ocorre no *gas-lift* intermitente, é necessária a descrição de um ciclo completo do processo.

a) Ciclo de intermitência

O ciclo de intermitência corresponde às fases que ocorrem para elevação de uma golfada de fluido até a superfície. Assim, define-se tempo de ciclo como o tempo decorrido entre duas aberturas consecutivas da válvula operadora. Dependendo das características de profundidade e de produtividade do poço, este tempo pode variar desde poucos minutos até algumas horas. O tempo de ciclo pode ser dividido em três períodos distintos (figura 8.19): período de alimentação, período de elevação da golfada ou injeção e período de redução de pressão.

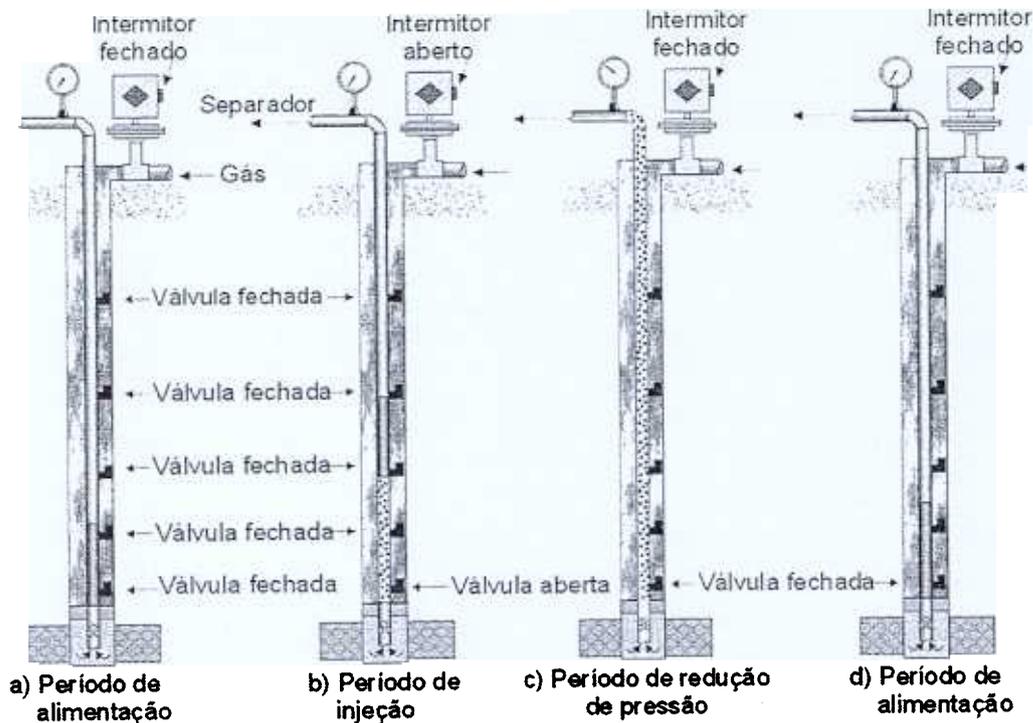


Figura 8.19 – Ciclo de operação do GLI.

No período de alimentação o controlador de injeção de gás na superfície (intermitor de ciclo) e a válvula operadora estão fechados. A válvula de pé está aberta e o fluido que está chegando do reservatório se acumula na coluna de produção acima da válvula operadora, até ser atingido um determinado comprimento de golfada. Para que se obtenha a máxima vazão possível do reservatório para o poço, a pressão de fluxo no fundo do poço deve ser reduzida ao mínimo. O comprimento da golfada a ser acumulada depende da pressão estática do reservatório, da pressão na cabeça do poço e do tempo decorrido até a abertura da válvula operadora.

No período de injeção, tanto o intermitor de ciclo quanto a válvula operadora estão abertos. O gás injetado entra na coluna de produção através da válvula operadora e desloca a golfada de líquido em direção à superfície. A válvula de pé está fechada devido à alta pressão do gás, evitando assim que esta pressão atue contra o reservatório.

No período de redução de pressão o intermitor de ciclo fecha, cessando a injeção de gás para o anular do poço. A válvula operadora permanece aberta até que a redução da pressão no anular ocasione o seu fechamento. A válvula de pé permanece fechada até que a pressão na extremidade inferior da coluna seja menor do que a pressão do reservatório. O gás injetado para produzir a golfada anterior está sendo produzido para o vaso separador, diminuindo ainda mais a pressão no interior da coluna, e desta forma permitindo a acumulação de uma nova golfada.

Durante a elevação de uma golfada para a superfície ocorrem dois fenômenos que diminuem a eficiência do método: a perda por escorregamento de líquido e a penetração do gás na golfada.

A perda por escorregamento é a parcela de líquido que está acima da válvula operadora no instante de sua abertura e que não é produzido durante o ciclo, influenciando no volume recuperado. Os valores normais para o escorregamento de líquido situam-se entre 1,5% e 2% para cada 100 metros de elevação.

A penetração do gás consiste no fato do gás de injeção penetrar em parte da golfada durante sua elevação para a superfície. É justamente esta penetração que ocasiona o escorregamento do líquido pelas paredes. Existem vários procedimentos operacionais para reduzir esta perda como também técnicas especiais que tentam criar uma interface entre o gás e o líquido para otimizar a vazão do poço.

b) Determinação da vazão

A vazão de um poço que produz por GLI é função do número de ciclos de injeção por dia e do volume produzido em cada golfada. A ciclagem máxima recomendada considera um tempo mínimo de 1 minuto para cada 100 metros de elevação. Desse modo, a ciclagem diária máxima para um poço pode ser determinada por:

$$N_{\text{máx}} = \frac{1440}{(L_{\text{vo}}/100)}$$

onde

$N_{\text{máx}}$ = ciclagem máxima de um poço por GLI (ciclos/d);

L_{vo} = profundidade da válvula operadora (m)

A equação que permite calcular a vazão máxima esperada para um poço por GLI é:

$$q_{\text{máx}} = N_{\text{máx}} \cdot V_{\text{gf}}$$

onde

$q_{\text{máx}}$ = vazão máxima esperada para um poço por GLI;

V_{gf} = volume da golfada produzido na superfície.

O volume de cada golfada recuperado na superfície é estimado utilizando-se a equação:

$$V_{\text{gf}} = \frac{(P_t - P_{\text{wh}})}{G_s} \left(- \text{FB} \frac{L_{\text{vo}}}{100} \right) \quad (8.7)$$

onde:

- P_i = pressão no interior da coluna de produção em frente à válvula operadora no instante de sua abertura (kgf/cm^2);
- P_{wh} = pressão na cabeça do poço, normalmente considerada como sendo a pressão do vaso separador (kgf/cm^2);
- C_i = capacidade volumétrica da coluna de produção por unidade de comprimento (m^3/m);
- G_s = gradiente estático do fluido no poço ($\text{kgf/cm}^2/\text{m}$);
- FB = valor estimado do escorregamento do fluido (1,5% a 2,0%).

Uma elevação por GLI eficiente requer uma injeção de gás geralmente superior ao de uma operação de GLC eficiente. Na elevação por GLC a expansão do gás de injeção e a gaseificação do fluido do reservatório ocorrem desde a profundidade da válvula operadora até a superfície. No GLI a pressão do gás de injeção que está sob a golfada no instante em que ela chega na superfície é perdida na linha de produção, não contribuindo para o processo de elevação. É importante salientar, também, que no GLI a energia do gás que vem do reservatório é totalmente perdida, uma vez que não contribui para a elevação da golfada. Apesar de o GLC consumir menos gás, ele não é aplicado a poços com baixa pressão de fundo (alto ou baixo IP) e a poços com alta pressão de fundo e baixo IP, porque nesses casos o GLC resulta em uma vazão de óleo menor que o GLI.

8.3 Bombeio centrífugo submerso

A utilização do bombeio centrífugo submerso (BCS) está se expandindo na elevação artificial de petróleo pela crescente flexibilidade dos equipamentos disponíveis. Neste tipo de bombeio, a energia é transmitida para o fundo do poço através de um cabo elétrico. Lá, a energia elétrica é transformada em energia mecânica através de um motor de subsuperfície, o qual está diretamente conectado a uma bomba centrífuga. Esta transmite a energia para o fluido sob a forma de pressão, elevando-o para a superfície.

Até alguns anos atrás, o bombeio centrífugo submerso era considerado um método de elevação artificial para poços que produziam a altas vazões, sob a influência de influxo de água. Eram poços que produziam com alto teor de água e baixa razão gás-óleo. Atualmente, poços com fluidos de alta viscosidade e poços com altas temperaturas estão sendo produzidos economicamente por este método de bombeio. Estão sendo feitos estudos para produzir, também, poços com alta razão gás-líquido.

8.3.1 Princípio teórico do método

Assim como os demais métodos de elevação de petróleo, o objetivo do conjunto de fundo é suplementar a energia do reservatório, de tal forma que o poço produza a vazão desejada para a superfície. A figura 8.20 ilustra um procedimento gráfico para determinação da profundidade de assentamento da bomba e o diferencial de pressão

que esta deverá fornecer ao fluido. O traçado das curvas constantes nesta figura é feito da seguinte forma:

- 1 – Traçar a curva de IPR do poço utilizando um modelo adequado.
- 2 – Determinar, na curva de IPR, a pressão de fluxo no fundo do poço (P_w) para a vazão desejada.
- 3 – A partir da pressão de fluxo no fundo, traçar a curva de gradiente de pressão no anular.
- 4 – A partir da pressão de fluxo na cabeça do poço (P_{wh}), para a vazão desejada, traçar a curva de gradiente dinâmico na coluna de produção.
- 5 – Determinar a profundidade de assentamento da bomba de acordo com a submersão desejada.
- 6 – Determinar o diferencial de pressão (ΔP) que deve ser fornecido ao fluido. Este diferencial de pressão corresponde à diferença entre a pressão dinâmica na coluna de produção e no anular, na profundidade da bomba.

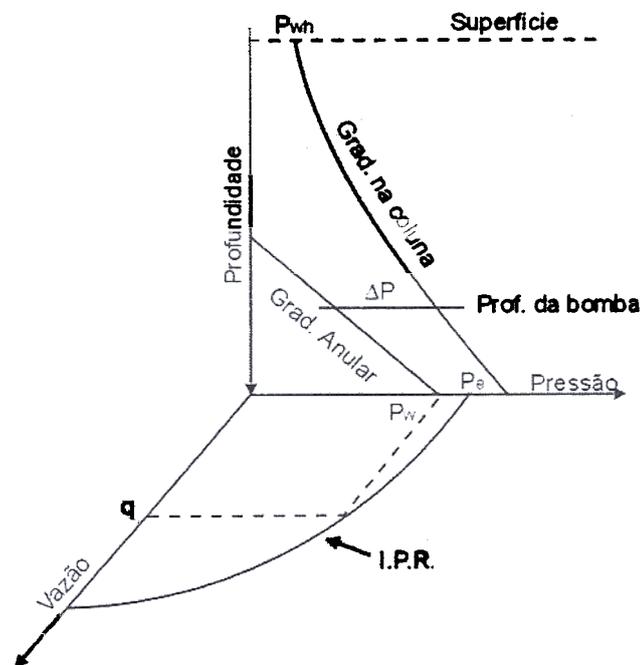


Figura 8.20 – Base teórica da produção por BCS.

Os principais equipamentos de um poço equipado para produzir por bombeio centrífugo submerso estão ilustrados na figura 8.21.

8.3.2 Equipamentos de subsuperfície

Os principais equipamentos de subsuperfície de um poço equipado para produzir por BCS são a bomba, admissão da bomba, protetor, motor elétrico e cabo elétrico.

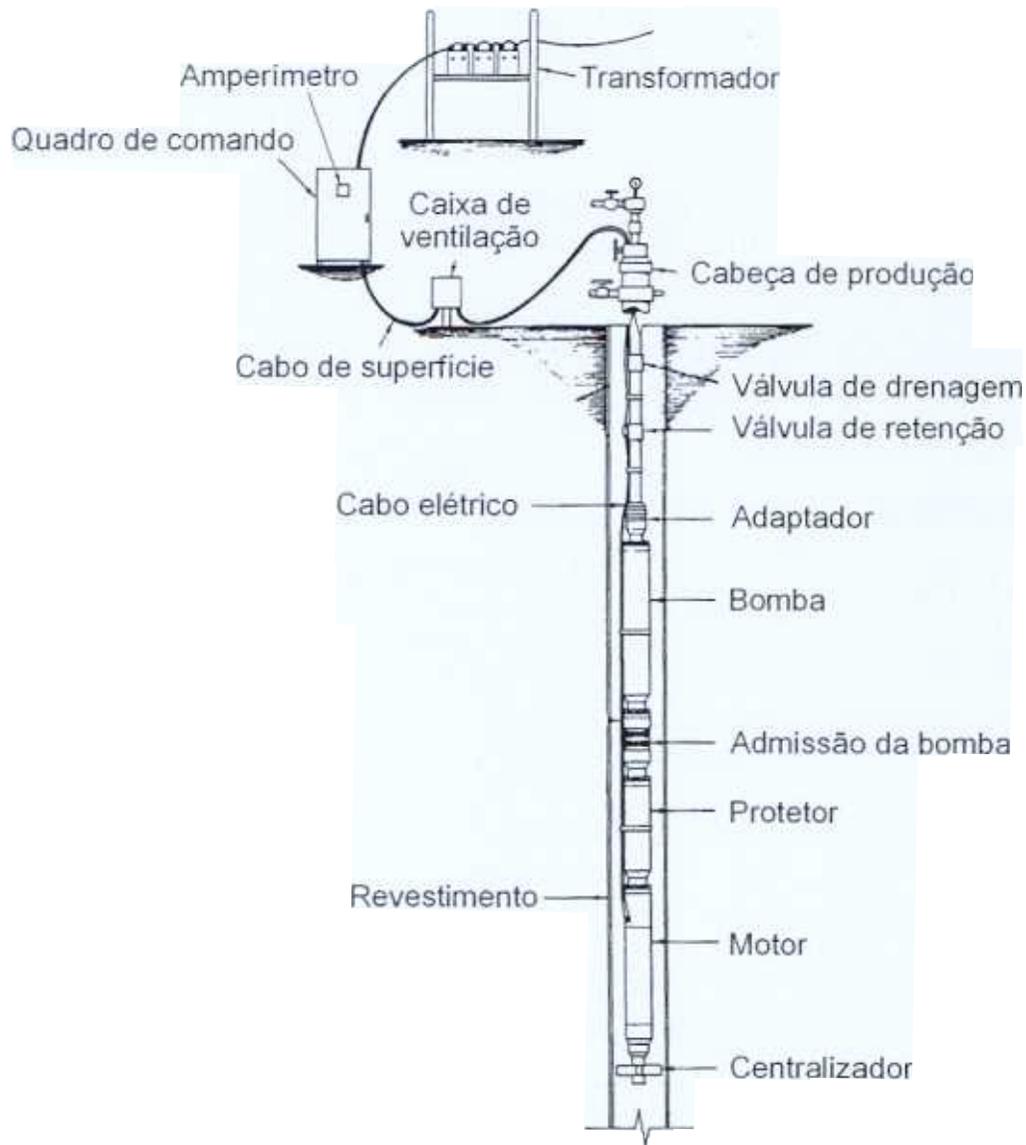


Figura 8.21 – Poço produtor por bombeio centrífugo submerso.

a) Bomba

A bomba utilizada é do tipo centrífuga de múltiplos estágios, consistindo cada estágio de um impulsor e um difusor. O impulsor é preso a um eixo e gira a uma velocidade de aproximadamente 3.500 rotações por minuto. Ao girar, transfere energia ao fluido sob a forma de energia cinética, aumentando sua velocidade. O difusor, que permanece estacionário, redireciona o fluido do impulsor localizado imediatamente abaixo para o imediatamente acima, reduzindo sua velocidade e transformando a energia cinética em pressão. Cada estágio fornece um incremento de pressão ao fluido. Numa bomba são colocados tantos estágios quanto forem necessários para que os fluidos cheguem à superfície. Na figura 8.22 está representado um estágio da bomba e o princípio de funcionamento do método.

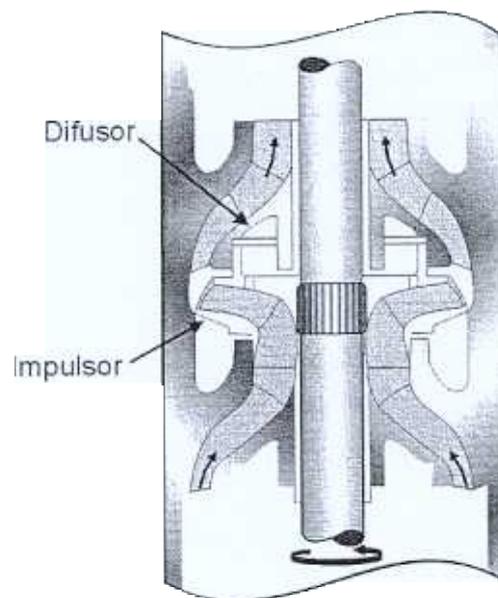


Figura 8.22 – Estágio de uma bomba de múltiplos estágios para BCS.

A forma e o tamanho do impulsor e do difusor determinam a vazão a ser bombeada, enquanto que o número de estágios determina a sua capacidade de elevação, ou *head*. Existem bombas cujas vazões se situam entre 20 e 10.000 m³/dia, com capacidade de elevação de até 5.000 metros.

Cada fabricante publica a curva característica ou curva de *performance* para cada bomba. As curvas são fornecidas considerando o bombeio de água, devendo sofrer correções quando aplicadas a fluidos com outros valores de densidade e viscosidade. As informações que podem ser obtidas destas curvas, conforme exemplo na figura 8.23, são: diâmetro mínimo do revestimento do poço para utilização da bomba, intervalo recomendado de vazão, eficiência da bomba em função da vazão, capacidade de elevação em função da vazão e potência necessária do motor em função da vazão. Para manter um equilíbrio de forças nos impulsores e evitar o desgaste prematuro, a bomba deve operar somente no intervalo de vazão recomendado pelo fabricante.

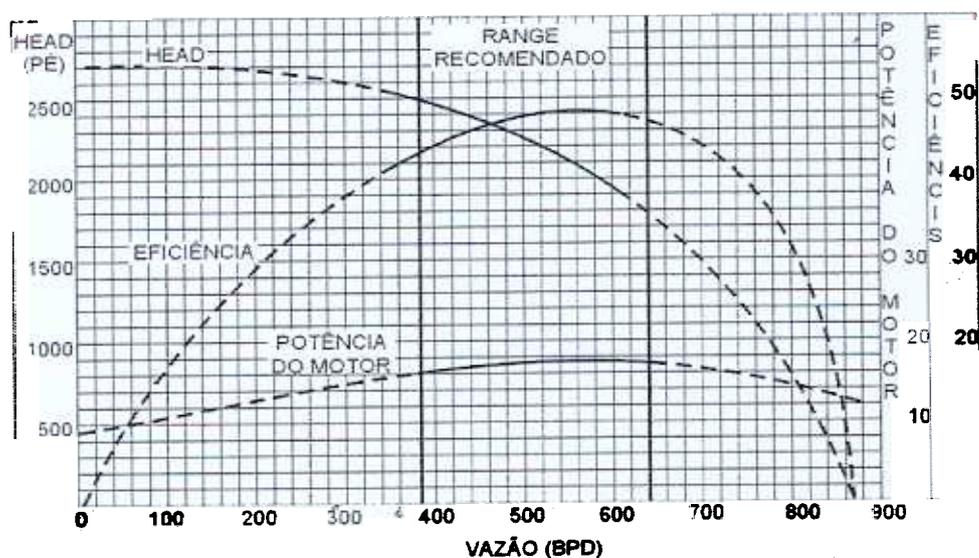


Figura 8.23 – Curva de *performance* de uma bomba de BCS.

A potência necessária do motor é diretamente proporcional à densidade do fluido que está sendo bombeado. Portanto, o valor de potência encontrado na curva da bomba deve ser multiplicado pela densidade do fluido que está passando pela bomba.

A escolha da bomba a ser descida num determinado poço é feita da seguinte forma:

- escolha da série ou diâmetro externo da bomba. Em função do diâmetro do revestimento, seleciona-se a de maior diâmetro externo que caiba no revestimento, deixando uma folga para a passagem do cabo elétrico que alimenta o motor;
- escolha do tipo de bomba. Seleciona-se a bomba em que a vazão desejada esteja aproximadamente no meio do *range* ou da faixa recomendado de vazão para a bomba.
- determinação do número de estágios. A partir da curva de *performance* da bomba escolhida, calcula-se o número de estágios para fornecer ao fluido o *head* necessário.

b) Admissão da bomba

A admissão da bomba, ou *intake*, está localizada na parte inferior da bomba e é o caminho do fluido para abastecimento do primeiro estágio. A admissão pode ser encontrada na forma simples ou na forma de separador de gás. A forma simples é utilizada sempre que o volume de gás livre na entrada da bomba seja pequeno, de tal forma que não afete a eficiência de bombeio. A utilização de separadores de gás de fundo depende do volume de gás livre a ser separado. Para baixas vazões, utiliza-se o separador estacionário, que se baseia na mudança de sentido de fluxo do fluido. Para poços de alta vazão, utiliza-se o separador centrífugo, que submete o fluido produzido à ação de uma força centrífuga para a separação das fases líquida e gasosa.

A escolha da admissão da bomba, seja do tipo simples ou do tipo separador de gás, é feita em função da série da bomba, da vazão de líquido e da razão gás-líquido nas condições de bombeio.

c) Motor elétrico

Os motores elétricos utilizados no BCS são do tipo trifásico, dipolo, de indução, que funcionam com uma velocidade constante de 3.500 rpm para uma frequência de rede de 60 Hz. O eixo do motor conecta-se ao eixo do protetor, admissão da bomba e ao impulsor da bomba, constituindo-se num único eixo que deve estar perfeitamente alinhado para não partir-se ao entrar em funcionamento.

Estes motores são projetados para trabalhar em condições bastante severas: imersos nos fluidos que estão sendo produzidos, a altas pressões e altas temperaturas. Para suportar estas condições, os motores são cheios com um óleo especial de origem mineral para garantir o isolamento elétrico, a lubrificação dos mancais e o resfriamento do motor.

Os fabricantes fornecem motores em quatro diferentes diâmetros externos (séries). Para cada série disponibilizam motores com várias potências e várias combina-

ções de tensões e correntes. A escolha para determinado poço é feita em função do diâmetro do revestimento, potência necessária, transformadores disponíveis e profundidade do poço.

d) Protetor

O protetor é um equipamento instalado entre o motor e a admissão da bomba conectando o eixo do motor ao eixo da bomba através de duas luvas de acoplamento e do próprio eixo do protetor.

As funções do protetor são:

- conectar a carcaça do motor com a carcaça da bomba, assim como os eixos da bomba e do motor;
- prevenir a entrada de fluido produzido no motor;
- equalizar as pressões do fluido produzido e do motor, evitando diferencial de pressão no protetor;
- prover o volume necessário para a expansão do óleo do motor devido ao seu aquecimento;
- alojar o mancal que absorve os esforços axiais transmitidos pelo eixo da bomba.

e) Cabo elétrico

A energia é transmitida da superfície para o motor através de um cabo elétrico trifásico com condutores de cobre ou alumínio. O dimensionamento do cabo é feito a partir da corrente elétrica que irá alimentar o motor, da temperatura de operação, da voltagem da rede, do tipo de fluido a ser produzido e do espaço disponível entre a coluna de produção e o revestimento. O cabo escolhido deverá resultar numa queda de tensão menor do que 10 volts para cada 100 metros de cabo.

8.3.3 Equipamentos de superfície

Para cada poço produzindo por BCS existe na superfície uma fonte de energia (rede elétrica ou gerador), quadro de comandos, transformador e cabeça de produção (figura 8.21). Outros equipamentos podem ou não ser instalados (caixa de ventilação, válvula de retenção, válvula de drenagem, sensor de fundo), dependendo das características do poço, e se este estiver em terra ou no mar.

a) Quadro de comandos

É um equipamento à prova de intempéries para controlar e operar com segurança o equipamento de fundo. Está dividido em dois compartimentos: de média e de baixa tensão. O compartimento de média tensão abriga os transformadores de corrente, transformadores de controle, fusíveis de proteção e a chave seccionadora. No compartimento de baixa tensão ficam os relés, amperímetro, temporizador (*timer*), etc. São componentes normalmente alimentados com uma tensão de 110 volts.

Dentre os dispositivos de um quadro de comandos, destacam-se:

- chave para ligar e desligar o conjunto de fundo;
- amperímetro registrador. O registro contínuo da corrente elétrica serve para monitorar o desempenho da bomba, e é de grande valia na solução de problemas operacionais;
- relé de sobrecarga. Desliga o motor quando há excesso de corrente, evitando assim a sua queima;
- relé de subcarga. Desliga o motor quando a corrente é muito baixa. Um exemplo de sua atuação é quando parte o eixo da bomba e o conjunto de fundo deixa de bombear. Neste caso pode haver um superaquecimento do motor por falta de resfriamento, provocando a sua queima;
- temporizador. Liga o motor automaticamente após decorrido um certo tempo desde o seu desligamento por subcarga.

A escolha do quadro de comandos para um determinado poço leva em consideração a voltagem, amperagem e potência máxima do sistema.

b) Transformador

Equipamento que tem por finalidade transformar a tensão da rede elétrica na tensão nominal do motor, acrescida das perdas no cabo elétrico.

A escolha de um transformador para um determinado poço é feita em função da voltagem da rede, da voltagem do motor, das perdas no cabo e da potência do motor.

c) Cabeça de produção

É uma cabeça especial que possui uma passagem para a coluna de produção e uma para o cabo elétrico. Em poços terrestres, normalmente com baixa pressão no anular, é utilizado um flange bipartido com borrachas. A vedação é conseguida através de placas que comprimem as borrachas em volta do cabo e da coluna de produção.

Em poços no mar, onde normalmente as pressões são maiores e as normas de segurança mais rígidas, utiliza-se um mandril enroscado no *tubing hanger* com condutores elétricos em seu interior para a passagem da corrente elétrica pela cabeça de produção. Em cada extremidade do mandril é conectado um trecho de cabo denominado *pigtail*. O cabo elétrico que vem do motor é conectado ao *pigtail* inferior e o cabo que vai para o quadro de comandos é conectado ao *pigtail* superior.

A escolha da cabeça de produção para um determinado poço leva em consideração, também, o diâmetro do revestimento e da coluna de produção, a bitola e o tipo do cabo e as pressões envolvidas.

d) Caixa de ventilação

Equipamento acessório que pode ser instalado entre o poço e o quadro de comandos com a finalidade de ventilar o cabo trifásico, ou seja, prover a saída para a atmosfera do gás que porventura migre do poço pelo interior do cabo. Caso esse

gás atinja o quadro de comandos, pode formar com o ar uma mistura explosiva num local onde podem ocorrer centelhas elétricas.

Uma vez que as três fases ficam expostas na caixa de ventilação, o local serve também para efetuar medições das condições de isolamento e continuidade do cabo, sem a necessidade de abrir o quadro de comandos.

e) Válvula de retenção

Este equipamento é utilizado para manter a coluna de produção cheia de fluido quando, por qualquer motivo, o conjunto de fundo é desligado. Se esta válvula não estiver sendo usada haverá retorno do fluido da coluna para o espaço anular, ocasionando uma rotação contrária no eixo da bomba. Qualquer tentativa para ligar o conjunto de fundo neste período provocará um torque excessivo no eixo, podendo provocar sua ruptura.

f) Válvula de drenagem ou de alívio

A válvula de drenagem é utilizada sempre que é descida a válvula de retenção. Serve para evitar a retirada da coluna com “banho de óleo”, ou seja, retirada da coluna cheia de fluido, provocando derramamento de óleo toda vez que um tubo é desconectado. Quando acionada, permite a drenagem do fluido da coluna para o espaço anular.

g) Sensores de pressão e temperatura de fundo

Equipamentos que podem ser instalados com a finalidade de avaliar o comportamento do poço através de informações de pressão e temperatura transmitidas do fundo do poço para a superfície. Os sensores são instalados abaixo do motor e transmitem as informações através do mesmo cabo que leva energia ao motor.

8.3.4 Acompanhamento do poço em produção

O acompanhamento da produção de um poço que produz por BCS é feito através de testes de produção, das cartas de registro de amperagem e, no caso de ter sido instalado, do sensor de pressão e temperatura de fundo. No teste de produção são medidos: vazão, pressão dinâmica na cabeça do poço, razão gás-líquido, fração de água, nível de fluido no anular, amperagem média, etc. Uma análise destas informações comparativamente com a curva de *performance* da bomba indicará a eficiência de operação do sistema.

As cartas de registro de amperagem permitem obter subsídios para a detecção e correção de problemas operacionais logo que surgem, evitando danos maiores para o equipamento. A figura 8.24 reproduz uma carta de um poço que está operando em condições normais.

Como pode ser observado, após a partida do motor a amperagem manteve-se num valor constante, indicando que a vazão do poço deve estar estabilizada. Na literatura são publicadas várias cartas típicas com os problemas associados a cada uma delas.

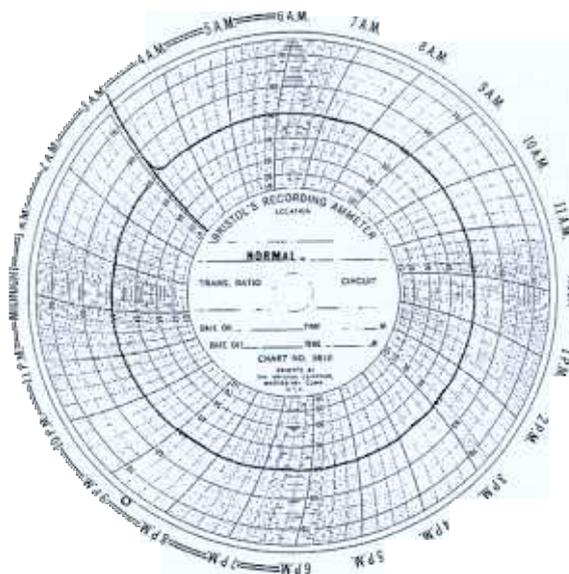


Figura 8.24 – Carta de registro de amperagem.

8.4 Bombeio mecânico com hastes

Neste método de elevação artificial o movimento rotativo de um motor elétrico ou de combustão interna é transformado em movimento alternativo por uma unidade de bombeio localizada próxima à cabeça do poço. Uma coluna de hastes transmite o movimento alternativo para o fundo do poço, acionando uma bomba que eleva os fluidos produzidos pelo reservatório para a superfície.

O bombeio mecânico com hastes é o método de elevação artificial mais utilizado em todo o mundo. Pode ser utilizado para elevar vazões médias de poços rasos. Para grandes profundidades, só consegue elevar baixas vazões. É razoavelmente problemático em poços que produzem areia, em poços desviados e em poços onde parte do gás produzido passa pela bomba. A areia desgasta mais rapidamente as partes móveis e a camisa da bomba devido à sua abrasividade. O gás passando pela bomba reduz sua eficiência volumétrica, podendo até provocar um bloqueio de gás. Contudo, o efeito do gás no bombeio mecânico é menos problemático que no bombeio centrífugo submerso ou no bombeio por cavidades progressivas.

Para poços desviados, este método resulta em elevado atrito da coluna de hastes com a coluna de produção, provocando aumento de cargas na haste polida, além do desgaste prematuro das hastes e da coluna de produção nos pontos de maior contato.

Os principais componentes do bombeio mecânico com hastes são: bomba de subsuperfície, coluna de hastes, unidade de bombeio e motor, conforme esquematizado na figura 8.25.

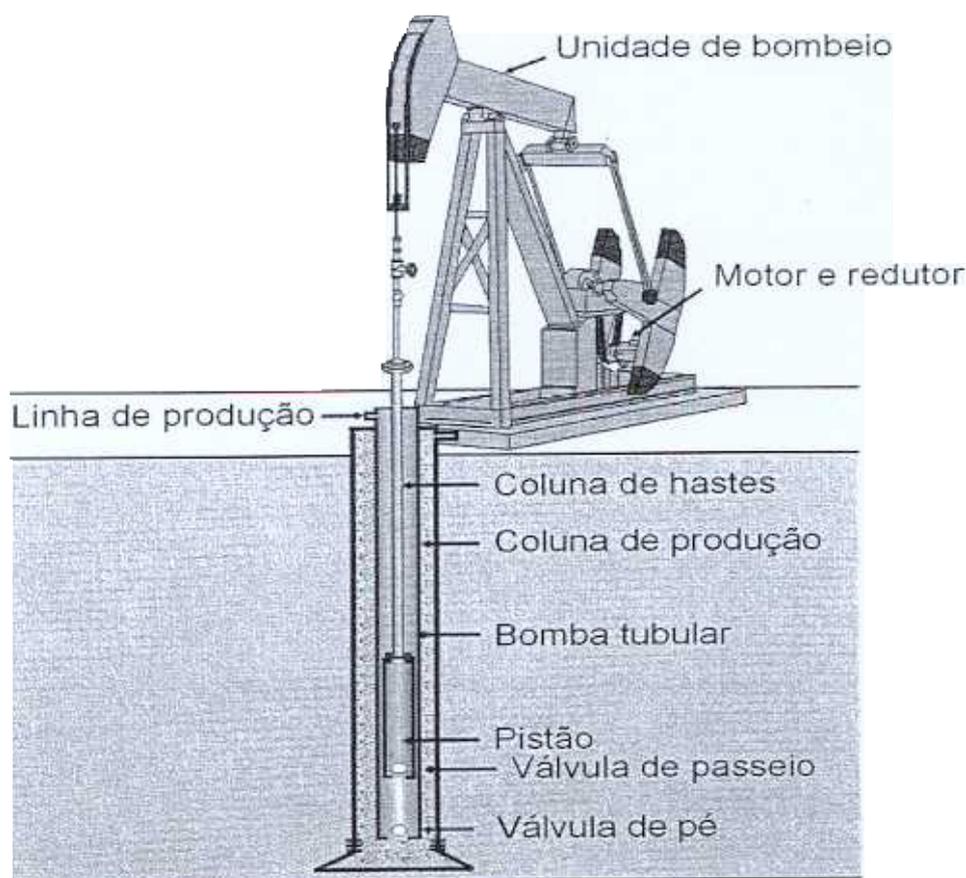


Figura 8.25 – Sistema de bombeio mecânico.

8.4.1 Bomba de subsuperfície

Sua função é fornecer energia ao fluido vindo da formação, elevando-o para a superfície. A transmissão de energia ao fluido ocorre sob a forma de aumento de pressão. A bomba é do tipo alternativo, de simples efeito, com as seguintes partes principais: camisa, pistão, válvula de passeio e válvula de pé, representadas na figura 8.26.

O ciclo de bombeio é dividido em curso ascendente (*upstroke*) e curso descendente (*downstroke*). No curso ascendente o peso do fluido que está dentro da coluna de produção mantém a válvula de passeio fechada. A baixa pressão criada na camisa da bomba abaixo do pistão e acima da válvula de pé faz com que esta se abra, permitindo a passagem do fluido que está no anular para o interior da bomba. Todo o fluido que está acima do pistão é elevado com as hastes. O fluido que está mais próximo à cabeça do poço entra na linha de produção, e nos ciclos seguintes é deslocado para o vaso separador.

No curso descendente os fluidos que estão na camisa da bomba são comprimidos fechando a válvula de pé. Como o pistão continua descendo, a pressão acima e abaixo da válvula de passeio se igualam e esta abre, permitindo a passagem de fluido para cima do pistão. Ao atingir o final do curso descendente e iniciar o curso ascendente, a válvula de passeio fecha e a de pé abre, iniciando um novo ciclo.

Considerando a vazão desejada de fluido na superfície e a profundidade de assentamento da bomba, existe um diâmetro de pistão mais apropriado, de modo a

não sujeitar o equipamento de superfície e coluna de hastes a esforços desnecessários. Para uma mesma vazão, maiores diâmetros de pistão implicam maiores cargas de fluido nas hastes, enquanto menores diâmetros implicam velocidades maiores, com maiores cargas dinâmicas (atrito e aceleração).

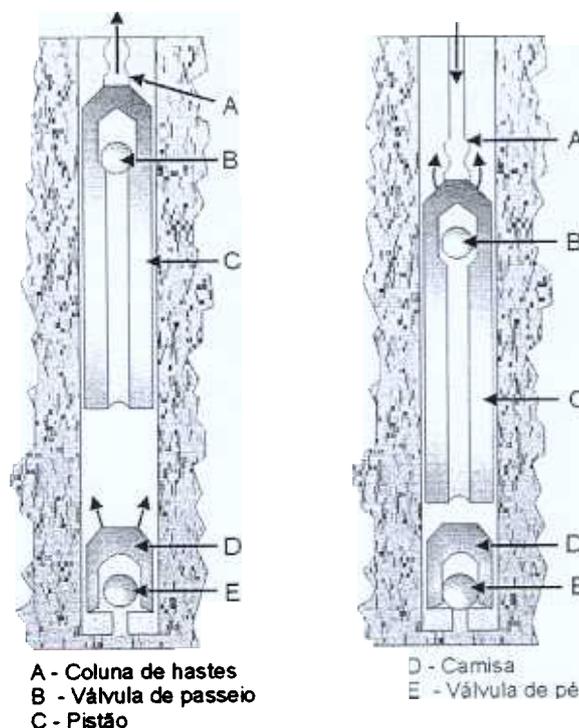


Figura 8.26 – Partes da bomba e ciclo de bombeio.

O deslocamento volumétrico de uma bomba pode ser determinado por:

$$D_v = 2,36 \times 10^{-2} A_p S_p N \quad (8.8)$$

onde:

D_v = deslocamento volumétrico da bomba (m^3/dia);

A_p = área do pistão (pol^2);

S_p = curso efetivo do pistão (pol);

N = velocidade de bombeio (cpm).

Considerando que a eficiência volumétrica de uma bomba é sempre inferior a 1, a vazão de líquido a ser obtida na superfície será menor do que o deslocamento volumétrico. A diferença decorre do vazamento de líquido em volta do pistão no curso ascendente, da compressibilidade do fluido e do incompleto enchimento da camisa com líquido vindo do espaço anular. Valores normais de eficiência volumétrica situam-se entre 0,7 e 0,8, porém são influenciados pela razão gás-líquido da formação, viscosidade do fluido, profundidade da bomba, etc.

8.4.2 Coluna de hastes

As hastes operam em ambientes que podem ser ou abrasivos, ou corrosivos, ou ambos. Estão sujeitas a cargas cíclicas, uma vez que o peso do fluido que está acima da bomba é sustentado pela coluna de hastes no curso ascendente e pela coluna de produção no curso descendente. Devido a esta alternância de esforços a coluna de hastes se torna o ponto crítico do sistema.

Existem vários tipos de hastes. Pode-se encontrar hastes de aço e hastes de fibra de vidro, sendo as primeiras as de utilização mais freqüente. As hastes de fibra, devido ao custo elevado, encontram maior aplicação em poços que apresentam sérios problemas de corrosão e cargas elevadas. A classificação das hastes é feita em função do diâmetro nominal e da composição química (grau do aço) para hastes de aço; e diâmetro nominal, temperatura admissível de trabalho e composição química das extremidades (metálicas) para hastes de fibra.

A primeira haste no topo da coluna é chamada de haste polida, por ter sua superfície externa polida. O objetivo da utilização desta haste é proporcionar uma melhor vedação na cabeça do poço. Devido ao movimento alternativo da coluna de hastes, a haste polida está continuamente entrando e saindo do poço. A vedação na cabeça do poço é feita através de um equipamento chamado de *stuffing box*. A seção da coluna de hastes sujeita à maior força de tração está na haste polida, pois sustenta as seguintes cargas:

- Peso das hastes (P_h): É o peso da coluna de hastes medido no ar. Para uma determinada coluna, seu valor é constante e positivo, atuando de cima para baixo.
- Força de empuxo (F_e): Esta força é igual ao peso do fluido deslocado pela coluna de hastes. O seu valor é constante e negativo, atuando sempre de baixo para cima.
- Força de aceleração (F_{ac}): É a força responsável pela variação da velocidade das hastes. A velocidade é nula quando atingem o ponto mais alto e o ponto mais baixo do ciclo, conseqüentemente são os pontos onde ocorrem os valores máximos de aceleração.
- Força de fricção (F_f): Atua no sentido oposto ao do movimento e é devida ao atrito das hastes com o fluido e com a coluna de produção. O seu valor é variável e diretamente proporcional à velocidade das hastes.
- Peso do fluido (P_f): É o peso da coluna de fluido que está acima do pistão. Atua somente no curso ascendente, quando todo o fluido que está na coluna de produção é sustentado pela válvula de passeio.

A carga (F) medida por um dinamômetro na haste polida é a soma algébrica de todas as cargas anteriormente citadas, ou seja:

$$F = P_h + F_e + F_{ac} + F_f + P_f \quad (8.11)$$

Esta é a carga que está solicitando a unidade de bombeio na superfície. O seu valor varia continuamente durante um ciclo, porém é sempre positivo ou nulo.

A carta dinamométrica é a principal ferramenta disponível para avaliação das condições em que está ocorrendo o bombeio. A carta é obtida instalando-se um dinamômetro para registrar as cargas na haste polida durante um ciclo completo. Os testes da válvula de passeio e da válvula de pé também são registrados quando da obtenção da carta. Na figura 8.27 está representada uma carta dinamométrica típica, na qual podem ser observados os seguintes registros:

- Linha de carga zero: Traçada com o dinamômetro sem carga, antes e depois do registro da carta. A partir desta linha são medidas todas as deflexões registradas.
- Carga na válvula de pé: Obtida riscando-se a carta no meio do curso descendente com a unidade parada. Desta forma eliminam-se os componentes dinâmicos e a linha representa o peso da coluna de hastes mergulhada no fluido.
- Carga na válvula de passeio: Obtida riscando-se a carta no meio do curso ascendente, também com a unidade parada. A linha registrada representa o peso da coluna de hastes mergulhada no fluido mais o peso do fluido que está sobre o pistão.

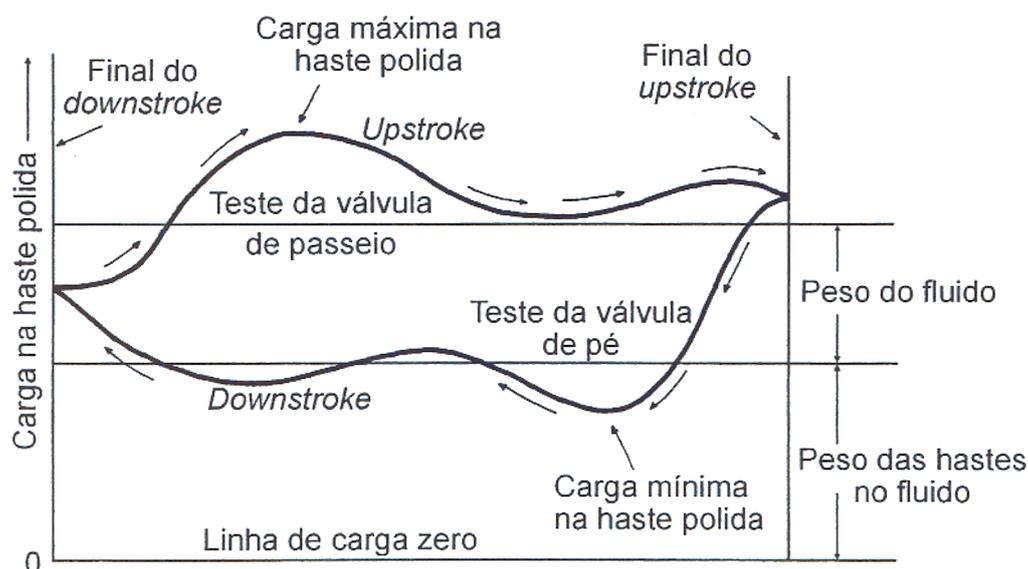


Figura 8.27 – Carta dinamométrica.

O volume de fluido bombeado em cada ciclo depende do movimento relativo entre o pistão e a camisa da bomba. Este movimento relativo é chamado de curso efetivo do pistão, e pode ser muito diferente do comprimento do curso da haste polida. Os cursos do pistão e da haste polida diferem devido à elasticidade da coluna de hastes e da coluna de produção, como também ao sobrecurso do pistão.

A transferência da carga de fluido da válvula de passeio para a válvula de pé causa deformações elásticas cíclicas, tanto na coluna de hastes como na coluna de produção. Devido às deformações estarem defasadas de 180° , o curso do pistão fica diminuído da soma das elongações das hastes e da coluna de produção. O sobrecurso do pistão ocorre devido à inércia, a qual tende a aumentar o curso do pistão.

8.4.3 Unidade de bombeio - UB

A unidade de bombeio é o equipamento que converte o movimento de rotação do motor em movimento alternativo das hastes. A escolha de uma unidade de bombeio para determinado poço deve levar em consideração o máximo torque, a máxima carga e o máximo curso de haste polida que irão ocorrer no poço. A unidade escolhida deve atender às três solicitações de forma a não sofrer danos quando da operação. A figura 8.28 mostra as principais partes que compõem uma unidade de bombeio.



Figura 8.28 – Unidade de bombeio. (Foto de autoria de Eliana Fernandes, 1990).

a) Estrutura

A estrutura de uma unidade de bombeio é composta por:

- Base: moldada em concreto ou formada por perfis de aço, serve como base onde se prendem, devidamente alinhados, o tripé, a caixa de redução e o motor.
- Tripé: formado por três ou quatro perfis de aço, deve ter rigidez suficiente para suportar toda a carga da haste polida.
- Viga transversal ou balancim: viga de aço apoiada em seu centro por um mancal, o qual está preso no topo do tripé. A viga deve ter resistência suficiente para suportar de um lado a carga da haste polida e do outro a força transmitida pela biela.
- Cabeça da UB: localizada em uma das extremidades do balancim, suporta a carga da haste polida por meio de dois cabos de aço (cabresto) e uma barra carreadora. A geometria da cabeça da UB faz com que a haste polida se mova verticalmente no poço, reduzindo esforços e atrito no “tê de surgência”.
- Biela e manivela: transmitem movimento ao balancim. A distância do eixo da manivela ao mancal da biela define o curso da haste polida. Este curso pode ser modificado alterando-se a posição onde a biela é presa à manivela.

b) Contrapesos

Para elevar os fluidos, o motor somente é solicitado a fornecer energia no curso ascendente. No curso descendente a força da gravidade é responsável pelo movimento das hastes. Ou seja, para elevar os fluidos o motor é exigido de forma cíclica, provocando uma redução de sua vida útil.

Para minimizar o problema utilizam-se contrapesos colocadas na manivela ou na viga da unidade. No curso ascendente os contrapesos estão descendo, diminuindo a potência requerida do motor. No curso descendente o motor deve fornecer energia para elevar os contrapesos. Desta forma, haverá uma distribuição mais uniforme das cargas durante o ciclo de bombeio, e o motor será exigido de forma mais contínua, prolongando sua vida útil. Numa unidade corretamente balanceada o torque máximo no curso ascendente é igual ao torque máximo no curso descendente. Este balanceamento é conseguido ajustando-se a posição e a quantidade de contrapesos na unidade de bombeio.

c) Caixa de redução

Transforma a energia de alta velocidade e baixo torque do motor em energia de alto torque e baixa velocidade. A redução de velocidade é de aproximadamente 600 rpm do motor para 20 cpm da coluna de hastes. A caixa de redução de uma unidade de bombeio tem um custo de aproximadamente 50% do custo total da unidade.

d) Motor

Os motores podem ser elétricos ou de combustão interna. Nos locais onde existe energia elétrica disponível são utilizados motores elétricos, pois apresentam maior eficiência, menor custo operacional e menor ruído. São ligados à rede elétrica através de um quadro de comandos onde é feito o controle da unidade.

Em locais isolados, onde a construção de uma rede para distribuição de energia elétrica não é viável economicamente, são utilizados motores de combustão interna.

8.4.4 Acompanhamento do poço em produção

O acompanhamento de um poço que está produzindo por bombeio mecânico é feito através de testes de produção, cartas dinamométricas e registros de *sonolog*. As informações obtidas dos testes de produção e das cartas dinamométricas já foram citadas. A informação obtida do registro de *sonolog* refere-se à profundidade em que se encontra o nível dinâmico e o nível estático no anular.

Devido à impossibilidade de ser descido um registrador de pressão pelo interior da coluna de produção para medir a pressão de fundo, estima-se o seu valor utilizando o registro de *sonolog*. Consiste na detonação uma pequena carga explosiva na superfície, gerando um pulso acústico que se propaga pela coluna. Um receptor na superfície registra a reflexão do pulso nas luvas da coluna de produção e no nível de líquido no anular. Com o número de luvas registradas desde o instante do disparo até a reflexão do nível de líquido no anular, conhecido o comprimento médio

de cada tubo da coluna, determina-se a profundidade do nível dinâmico ou estático, dependendo se o poço está produzindo ou fechado. Com a profundidade dos canhoneados e a densidade do fluido que está no anular pode-se calcular a pressão de fluxo no fundo do poço ou a pressão estática do reservatório.

8.5 Bombeio por cavidades progressivas

O bombeio por cavidades progressivas (BCP) é um método de elevação artificial em que a transferência de energia ao fluido é feita através de uma bomba de cavidades progressivas. É uma bomba de deslocamento positivo que trabalha imersa em poço de petróleo, constituída de rotor e estator. A geometria do conjunto é tal que forma uma série de cavidades herméticas idênticas. O rotor ao girar no interior do estator origina um movimento axial das cavidades, progressivamente, no sentido da sucção para a descarga, realizando a ação de bombeio. O acionamento da bomba pode ser originado da superfície, por meio de uma coluna de hastes e um cabeçote de acionamento, ou diretamente no fundo do poço, por meio de um acionador elétrico ou hidráulico acoplado à bomba.

A utilização de bombas de cavidades progressivas para elevação artificial de petróleo no Brasil teve início em 1984, em fase experimental. Devido à simplicidade do método e à eficiência na produção de fluidos viscosos, o número de instalações com este tipo de equipamento tem se difundido rapidamente.

8.5.1 Sistema de BCP

Um sistema de BCP consta de uma bomba de subsuperfície composta unicamente por uma camisa estacionária e um rotor com forma helicoidal, normalmente acionado da superfície por uma coluna de hastes semelhante à utilizada no bombeio mecânico. Um motor elétrico instalado ao lado do cabeçote da BCP, na superfície, fornece a energia necessária ao acionamento do conjunto de fundo. A transmissão do movimento do motor para a coluna de hastes é feita através de polias e do cabeçote. A figura 8.29 mostra a disposição destes equipamentos em um poço equipado para produzir por BCP.

É um método aplicável a poços não muito profundos, tendo em vista a limitação do diferencial de pressão sobre a bomba e a forma como a energia é transmitida da superfície para a bomba. Bombeia com eficiência fluidos com alta e baixa viscosidade, óleos parafínicos e fluidos com areia. Devido ao torque constante fornecido à coluna de hastes, a energia consumida pelo motor é menor do que a consumida por bombeio mecânico. A variação no torque não aumenta o consumo de energia, mas reduz drasticamente o fator de potência.

Para variar a vazão de bombeio basta fazer uma troca de polias na transmissão do motor para a coluna de hastes, mudando, em consequência, a velocidade do rotor. Como o equipamento instalado na cabeça do poço é mais leve, os custos de transporte e manuseio ficam reduzidos quando comparados ao bombeio mecânico. A vedação no *stuffing box* também se torna mais simples, havendo menos desgaste do elemento vedante.

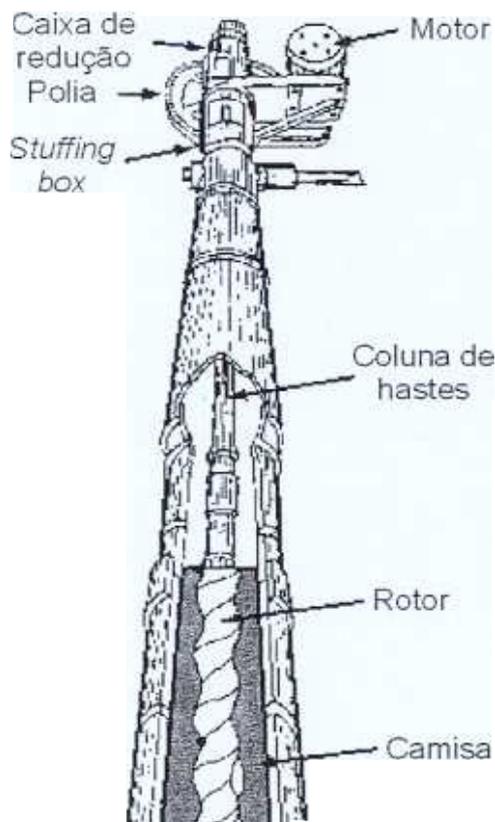


Figura 8.29 – Sistema de bombeio por cavidades progressivas.

Atualmente, existem equipamentos para BCP nos quais a coluna de hastes é substituída por um motor elétrico de fundo acoplado a um redutor de velocidades, operando de forma semelhante ao BCS. Estes equipamentos estão em fase experimental, não se constituindo em uma tecnologia consolidada.

8.5.2 Bomba de subsuperfície

A bomba de subsuperfície consta unicamente de um rotor helicoidal e de um estator, ou camisa. O rotor é uma peça usinada de aço em forma de espiral macho, revestido por uma camada de cromo para reduzir o efeito da abrasão. O estator é confeccionado em material macio, normalmente um elastômero, moldado na forma de espiral fêmea, com uma espira a mais do que o rotor. Quando as duas peças são encaixadas formam entre elas uma série de espaços seqüenciais estanques, onde irá se alojar o fluido produzido. A rotação de uma parte em relação à outra provoca o deslocamento dessas cavidades de uma extremidade da bomba para a outra, resultando no bombeio do fluido que entra na sucção da bomba. Não há necessidade de válvulas para controlar o fluxo de fluido pela bomba, uma vez que o fluxo é contínuo e praticamente constante. Na figura 8.30 estão representadas a geometria do rotor e do estator e a variação das cavidades para três posições diferentes do rotor.

Durante a vida produtiva do poço é necessário um acompanhamento freqüente e cuidadoso do nível de fluido no anular, pois a falta de fluido em quantidade

suficiente para lubrificar e resfriar a bomba pode causar um superaquecimento e queimar a borracha do estator.

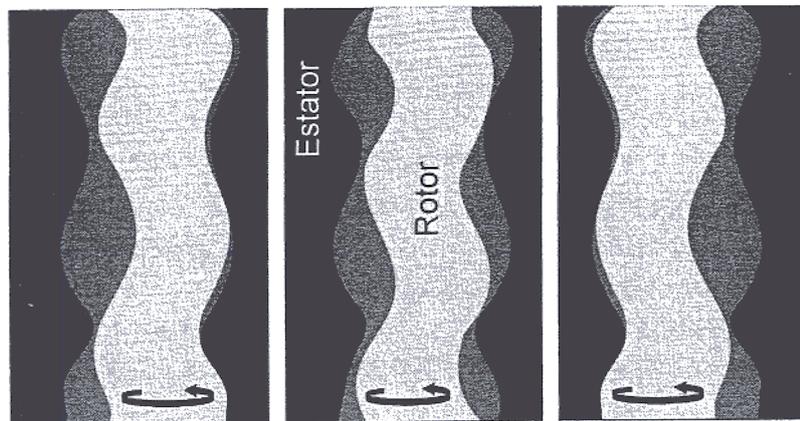


Figura 8.30 – Geometria do rotor, estator e variação das cavidades.

a) Tipos de bombas

Quanto ao sistema de ancoragem, as bombas podem ser tubulares ou insertáveis. Nas bombas tubulares o estator desce enroscado na coluna de tubos e o rotor conectado à coluna de hastes. Apresenta as seguintes vantagens em relação às insertáveis: melhor eficiência no bombeio de fluidos viscosos e parafínicos, por poderem operar com rotações menores e pela disponibilidade de bombas para vazões de até 230 m³/dia.

Nas bombas insertáveis é descido um *nipple* de assentamento na coluna de produção, onde ficará presa a bomba no fundo do poço. A bomba completa é descida acoplada à coluna de hastes. Apresenta como principal vantagem a possibilidade de trocar o conjunto de fundo sem movimentar a coluna de produção, além de requerer sondas de menor capacidade. Como desvantagem, só estão disponíveis bombas para pequenas vazões, até 70 m³/dia.

Quanto à geometria, as bombas podem ser classificadas como de geometria constante ou de geometria modificada. As de geometria constante possuem critérios de proporcionalidade fixos. A excentricidade, o passo do rotor e o passo do estator são função do diâmetro do rotor. A aplicação deste tipo de bomba restringe-se a vazões de até 40 m³/dia e profundidades de até 1.200 metros.

As bombas de geometria modificada foram desenvolvidas para ampliar a faixa, ou *range*, de vazão e profundidade, sem alterar consideravelmente o diâmetro externo das bombas, o que inviabilizaria sua utilização em poços de petróleo. São bombas para serem descidas em profundidades de até 2.000 metros e com capacidade de bombear até 230 m³/dia.

b) Seleção da bomba

Os principais fatores que influenciam na seleção da bomba a ser instalada em determinado poço são:

- vazão desejada;

- profundidade de assentamento;
- dimensões da coluna de produção e do revestimento;
- características do fluido a ser bombeado.

Considerando a vazão desejada de fluido na superfície, a escolha da bomba deverá levar em consideração a ineficiência de bombeio durante a operação. Corresponde ao escorregamento de fluido entre rotor e estator, enchimento incompleto das cavidades na admissão da bomba e interferência do gás durante o bombeio. Portanto, a bomba deverá ser dimensionada para uma vazão mais alta em função de a eficiência volumétrica de bombeio não ser de 100%.

A vazão de bombeio varia linearmente com a velocidade da bomba. Valores ótimos de rotação situam-se entre 100 a 200 rpm, podendo atingir valores máximos de 250 a 500 rpm, dependendo da viscosidade do fluido bombeado. Quanto menor a viscosidade, maior pode ser a rotação. Velocidades de bombeio mais baixas resultam em maior vida útil para a bomba, menor desgaste das hastes, tubos e equipamento de superfície. Melhor, também, o enchimento do primeiro estágio da bomba quando do bombeio de fluidos viscosos. Porém, aumenta o torque nas hastes, podendo ser um fator limitante em poços profundos e com altas vazões.

A profundidade de assentamento da bomba está relacionada com o diferencial de pressão a ser fornecido ao fluido. Corresponde à diferença entre a pressão na sucção da bomba e a pressão de recalque. A pressão na sucção da bomba é aquela que existe no anular, à profundidade da bomba. Corresponde à coluna de gás e à coluna de líquido no espaço anular somados à pressão que existe no revestimento, medida na superfície. A pressão de recalque corresponde à soma da pressão na cabeça do poço, hidrostática do líquido que está na coluna e as perdas por fricção que ocorrem durante a elevação.

O diâmetro do revestimento e da coluna de produção determinam o diâmetro máximo de bomba a ser utilizado. Os diâmetros das bombas variam entre 48 e 121 mm, proporcionalmente à vazão de bombeio.

A capacidade da bomba em bombear fluidos com areia também deve ser considerada na escolha da bomba. Caso a produção de areia seja maior ou igual a 2% em volume, deve-se optar por bombas com menor deslocamento volumétrico e menor ângulo de varrido do rotor. Para a produção de fluidos viscosos, deve-se avaliar a sucção da bomba, de forma a garantir o completo enchimento das cavidades e evitar a redução da eficiência volumétrica.

Os itens analisados referem-se à geometria da bomba, entretanto é necessário avaliar também a compatibilidade dos fluidos bombeados com os materiais utilizados na confecção do elastômero e do rotor. A presença de gás sulfídrico, gás carbônico ou aromático e a temperatura de bombeio irão influenciar no tipo de elastômero a ser escolhido. Existem elastômeros mais apropriados para cada tipo de aplicação. A existência de fluidos corrosivos ou ácidos também influencia na escolha do rotor. Nestes casos, os rotores padrões revestidos com cromo devem ser substituídos por rotores de aço inox, que, apesar de seu maior custo, são mais resistentes à corrosão.

8.5.3 Coluna de hastes

A coluna de hastes deve ser dimensionada para suportar uma combinação de esforços: carga axial e torque. A carga axial máxima ocorre na haste polida e corresponde

à soma do peso da coluna de haste no fluido mais a carga atuando sobre o rotor referente ao diferencial de pressão sobre a bomba. Esta carga depende do diâmetro nominal do rotor, da excentricidade da bomba e do diâmetro da coluna de hastes.

O torque máximo ocorre também na haste polida, e corresponde à soma do torque hidráulico e de fricção na bomba mais o torque resistente da coluna de hastes. O torque hidráulico corresponde à energia para deslocar o fluido pela bomba, considerando o diferencial de pressão. O torque de fricção corresponde às perdas por fricção no interior da bomba entre o estator e o rotor. O torque resistente da coluna de hastes corresponde à dificuldade de girar as hastes no interior do fluido, principalmente quando o fluido bombeado possui alta viscosidade (acima de 1.000 cp).

8.5.4 Equipamentos de superfície

O equipamento de superfície é composto pelo cabeçote, motor elétrico e quadro de comandos.

a) Cabeçote

Equipamento instalado na cabeça do poço, entre o motor e a coluna de hastes, com a finalidade de transmitir o movimento de rotação do motor para a coluna de hastes, reduzir a velocidade do motor para a velocidade de bombeio (100 a 500 rpm), sustentar os esforços axiais da coluna de hastes e vedar o espaço anular entre a coluna de hastes e a coluna de produção através do *stuffing box*, não permitindo o vazamento de fluidos para o meio ambiente.

Os cabeçotes utilizados são do tipo transmissão direta, isto é, acionados por um motor elétrico trifásico através de correias e polias.

Quanto ao tipo de redução de rotação, podem ser verticais ou angulares, conforme mostrado na figura 8.31.

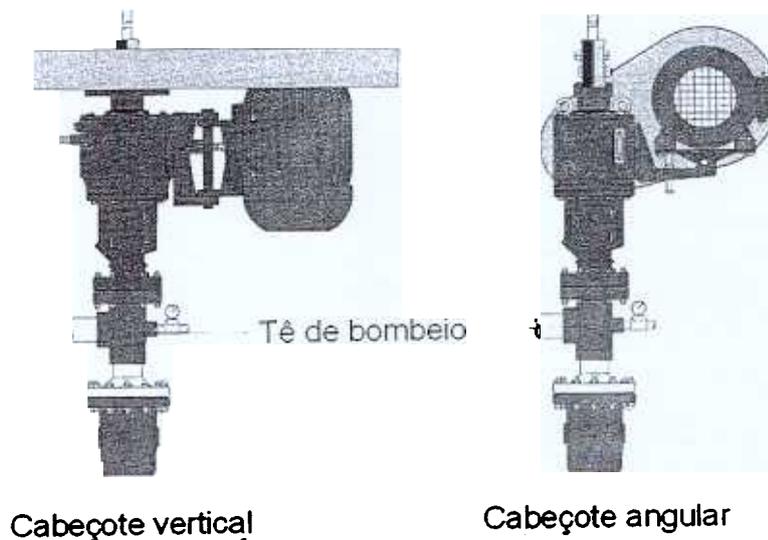


Figura 8.31 – Tipos de cabeçote para BCP.

Os cabeçotes verticais possuem a transmissão de rotação direta do eixo do motor para o eixo polido do cabeçote. Este tipo de cabeçote é utilizado com motores de 900 ou 1.200 rpm, em poços com alta velocidade de bombeio (acima de 300 rpm).

Os cabeçotes angulares possuem um redutor de velocidade mecânico tipo coroa e pinhão. São utilizados em poços em que são necessárias baixas velocidades de bombeio e podem também ser utilizados com qualquer tipo de motor elétrico, inclusive os de alta rotação (1.800 rpm). Estes motores apresentam menor custo de aquisição, porém o custo do cabeçote é maior, anulando em parte a redução de custo do motor elétrico.

Os cabeçotes possuem um sistema de freio mecânico que trava o cabeçote quando acontece uma parada de funcionamento, seja por falta de energia ou por desligamento intencional. O freio age no exato instante em que a velocidade de rotação das hastes chega a zero. Isto é feito para que não haja reversão no movimento da coluna de hastes. O movimento reverso livre é danoso ao equipamento e perigoso para o pessoal de operação, pois pode atingir velocidades muito elevadas.

b) Motor

Os motores utilizados em instalações de BCP podem ser elétricos ou de combustão interna. Os motores elétricos apresentam maior eficiência, menor custo de manutenção, menor ruído, menor custo operacional, além de serem de fácil operação. Os motores a combustão interna são utilizados onde não há disponibilidade de energia elétrica próximo ao local do poço.

c) Quadro de comandos

O quadro de comandos contém equipamentos de proteção para evitar danos ao motor, cabeçote e bomba. Quando da utilização de motores elétricos, o quadro contém um relé térmico que desliga o conjunto quando a amperagem excede à máxima permissível. Para motores a combustão, o sistema pode ser desligado devido à pressão do óleo, baixo nível de combustível ou temperatura excessiva do motor.

8.5.5 Acompanhamento de um poço em produção

O acompanhamento de um poço que está produzindo por BCP é feito através de testes de produção, verificação de vibrações no cabeçote e registros de *sonolog*.

Vibrações no cabeçote ou ruído anormal podem significar rolamento defeituoso, falta de óleo lubrificante no cabeçote ou choque das hastes contra a coluna de produção.

A verificação constante da pressão na cabeça do poço é importante no acompanhamento de poços que produzem por este método. O aumento gradativo da pressão pode significar parafinação da linha de produção.

PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE FLUIDOS

Ao longo da vida produtiva de um campo de petróleo ocorre, geralmente, a produção simultânea de gás, óleo e água, juntamente com impurezas.

Como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás), há necessidade de dotar os campos (marítimos ou terrestres) de “facilidades de produção”, que são instalações destinadas a efetuar, sob condições controladas, o “processamento primário dos fluidos”, ou seja:

- a separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão;
- o tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias onde é efetuado o processamento propriamente dito; e
- o tratamento da água para reinjeção ou descarte.

Dependendo do tipo de fluidos produzidos e da viabilidade técnico-econômica, uma planta de processamento primário pode ser simples ou complexa. As mais simples efetuam apenas a separação gás/óleo/água, enquanto que as mais complexas incluem o condicionamento e compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para reinjeção ou descarte.

Toda planta possui uma capacidade nominal de processamento, projetada em função do estudo de diversos parâmetros do campo produtor. A figura 9.1 representa um diagrama que mostra os principais componentes de uma unidade.

O sistema começa na cabeça do poço, que é equipado com uma válvula para controle da vazão de acordo com as recomendações da engenharia de reservatórios. Nesta válvula é onde ocorre a maior perda de carga localizada entre o reservatório e o primeiro separador. Quando dois ou mais poços produzem para uma mesma unidade, é necessário o uso de um *manifold* de produção para combinar as vazões e pressões dos diversos poços para a entrada da planta de processamento primário.

9.1 Vasos separadores

Os fluidos produzidos passam, inicialmente, por separadores que podem ser bifásicos ou trifásicos, atuando em série ou paralelo. No separador bifásico ocorre a separação gás/líquido, enquanto que no separador trifásico ocorre, também, a separação óleo/água.

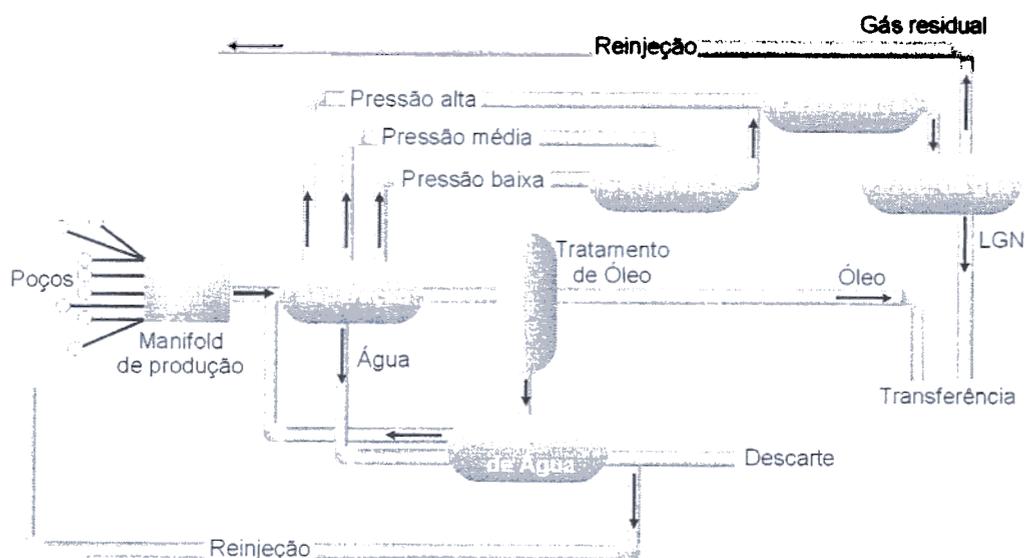


Figura 9.1 – Fluxograma do processamento primário de fluidos.

Para maximizar a produção de óleo e de acordo com a pressão do sistema, pode ser necessária a utilização de vários estágios de separação, permitindo o processamento da produção de poços que tenham diferentes pressões de fluxo.

Os separadores são fabricados nas formas vertical e horizontal. Por apresentarem uma maior área superficial de interface permitindo uma melhor separação líquido/gás e gás/líquido, os separadores horizontais são normalmente mais eficientes. São utilizados, principalmente, em sistemas que apresentem espumas e altas razões gás/óleo. As desvantagens referem-se ao manuseio dos sólidos produzidos (os verticais têm uma geometria que permite a deposição localizada no fundo do vaso, facilitando a remoção) e à menor capacidade de absorver grandes variações de fluxo (golfadas).

Os vasos separadores baseiam-se nos seguintes mecanismos para separar líquido do gás:

- Ação da gravidade e diferença de densidades – responsável pela decantação do fluido mais pesado.
- Separação inercial – mudanças bruscas de velocidade e de direção de fluxo permitindo ao gás desprender-se da fase líquida devido à inércia que esta fase possui.
- Aglutinação das partículas – contato das gotículas de óleo dispersas sobre uma superfície, o que facilita sua coalescência, aglutinação e conseqüente decantação.
- Força centrífuga – que aproveita as diferenças de densidade do líquido e do gás.

Um separador típico constitui-se de quatro seções distintas:

Seção de separação primária – onde o fluido choca-se com defletores ou é dirigido por um difusor que lhe impõe um movimento giratório, fazendo com que o líquido se precipite para o fundo do vaso. É nesta seção que a maior parte do líquido é separado, removendo rapidamente as golfadas e as gotículas de maior diâmetro do

líquido. Com isso, ocorre uma diminuição da turbulência, evitando o retorno do líquido para a fase gasosa.

Seção de acumulação (coleta) de líquido – onde ocorre a separação das bolhas gasosas que ficaram no seio do líquido após a separação primária. Para que seja efetiva, o líquido deve permanecer retido durante um certo tempo (chamado tempo de retenção), que pode variar de 3 a 4 minutos.

Seção de separação secundária – onde se separam as gotículas menores de líquido carregadas pelo gás após a separação primária. O mecanismo é o mesmo da seção de acumulação, sendo grandemente influenciado pela turbulência do gás.

Seção aglutinadora – onde as gotículas de líquido arrastadas pela corrente de gás, não separadas nas seções anteriores, são aglutinadas em meios porosos e recuperadas. Para retenção de pequenas gotículas de líquido na parte superior dos vasos, são utilizados vários tipos de extratores de névoa.

9.1.1 Separadores bifásicos

A figura 9.2 ilustra um separador bifásico horizontal. O fluido entra no separador e choca-se com defletores de entrada que provocam uma mudança brusca de velocidade e direção do fluido. A força da gravidade causa a separação das gotículas líquidas mais pesadas que deixam a corrente de gás e se acumulam no fundo do vaso, onde o líquido é coletado. Esta seção de coleta assegura um tempo de retenção apropriado, necessário para que o gás se desprenda do líquido e vá para o espaço superior do separador.

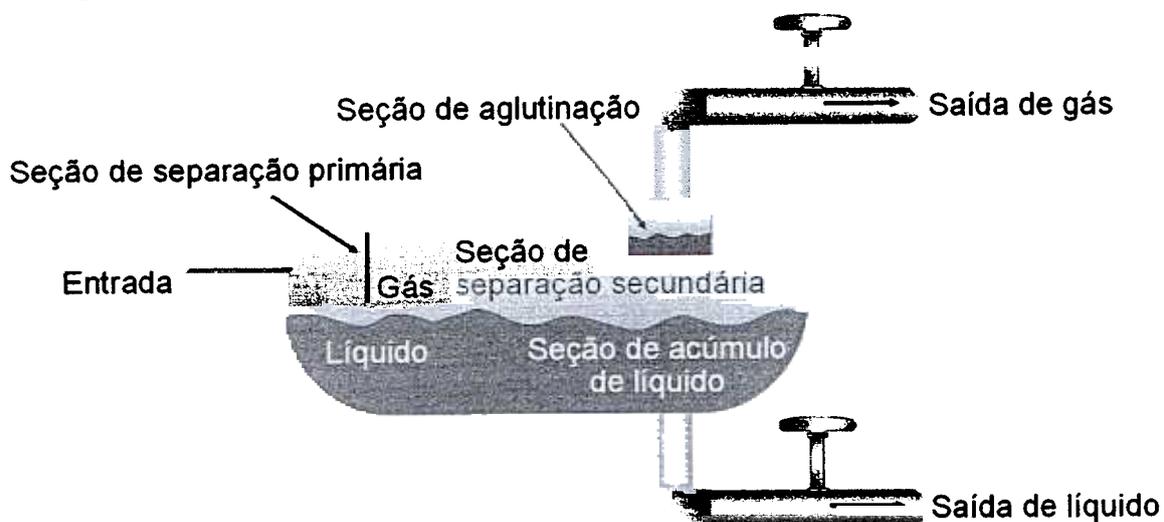


Figura 9.2 – Esquema de um separador bifásico.

O gás separado flui sob os defletores de entrada e segue através da seção de separação secundária. À medida que o gás flui, pequenas gotas de líquido que ficaram na fase gasosa caem por ação da gravidade na interface gás/líquido. Algumas gotas têm diâmetro tão pequeno que não são facilmente separadas nesta seção de decantação. Entretanto, antes de deixar o vaso, o gás passa através de uma seção de aglutinação e coalescência composta por aletas de metal, almofadas de tela de arame ou placas pouco espaçadas que extraem a névoa presente no fluido.

A pressão no separador é mantida por um controlador que atua regulando o fluxo de saída do gás pela parte superior. O líquido separado deixa o vaso através de válvula de descarga, cuja abertura ou fechamento é regulado por um controle de nível.

9.1.2 Separadores trifásicos

Quando uma emulsão de óleo e água é produzida e posteriormente decantada, uma camada de água relativamente limpa aparecerá no fundo, denominada de água livre. Sobre esta camada mantém-se uma camada de emulsão óleo/água, e sobre a emulsão aparece uma camada de óleo relativamente limpo.

Separadores trifásicos, algumas vezes denominados de extratores de água livre, são utilizados para separar e remover qualquer água livre que possa estar presente no processo. O projeto é idêntico aos separadores bifásicos, sendo que mais espaço deve ser deixado para a decantação do líquido e algum dispositivo deve ser adicionado para a remoção da água livre.

A figura 9.3 ilustra esquematicamente um separador trifásico. Um condutor de líquido é necessário para não perturbar a interface óleo/água; e um condutor de gás, ou chaminé, é necessário para equalizar a pressão de gás entre a seção de coleta inferior de líquido e a seção superior de decantação.

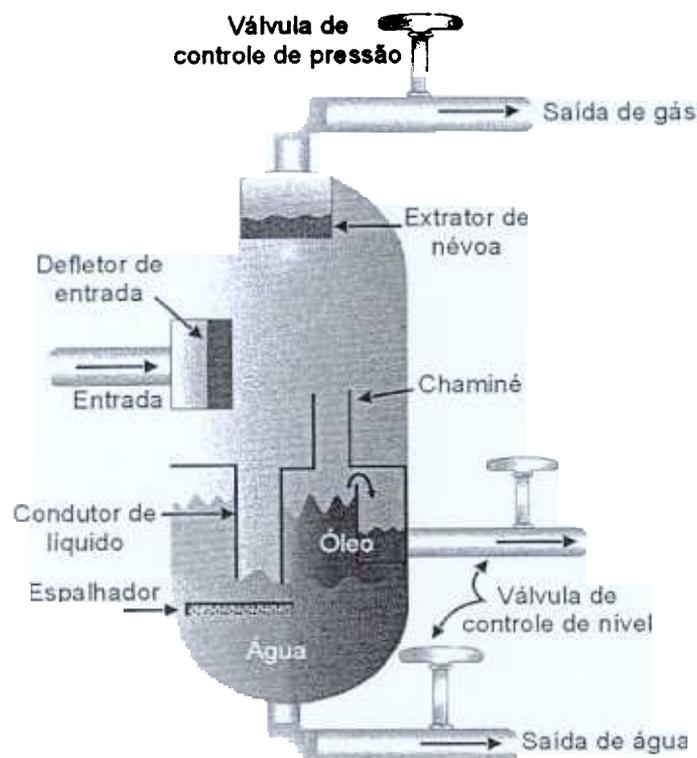


Figura 9.3 – Esquema ilustrativo de um separador trifásico.

Um espalhador na saída do condutor de líquido é instalado abaixo da interface óleo/água. O óleo sobe a partir deste ponto e a água desce pelo espalhador e qualquer gotícula de óleo que for arrastada na fase aquosa tende a subir em contracorrente com o fluxo de água.

9.1.3 Problemas especiais nos separadores

a) *Espuma*

As impurezas presentes no líquido que chega no separador são as principais causadoras de espuma. Quando presente, a espuma dificulta o controle de nível do líquido dentro do separador, ocupa um volume que poderia estar disponível para a coleta de líquido ou para decantação, e pode ser arrastada pela corrente de gás ou de óleo desgaseificado. Portanto, quando for possível prever a formação de espuma, o separador deve ser equipado com dispositivo interno para removê-la, assegurando um tempo e superfície coalescedora suficientes para quebrá-la.

b) *Obstrução por parafinas*

Operações de separação podem ser afetadas por acúmulo de parafina. As placas coalescedoras na seção líquida e os extratores de névoa na seção gasosa são particularmente susceptíveis a estas obstruções. Quando a parafina é um problema real ou potencial, extratores alternativos devem ser considerados e bocas de visitas e orifícios devem ser providenciados para permitir a entrada de vapor ou solvente de limpeza dos elementos internos do separador.

c) *Areia*

A areia que eventualmente chega com o líquido no separador causa erosão nas válvulas, obstrução nos elementos internos e acumula-se no fundo do separador, de onde é removida por jatos de areia e drenos. A melhor solução do problema é evitar a produção de areia dos reservatórios.

d) *Emulsões*

A emulsão que se forma na interface óleo/água pode ser particularmente problemática na operação de um separador. Além de causar problemas com o controle de nível, o acúmulo de emulsão diminui o tempo de retenção efetivo, resultando em uma redução na eficiência do processo. A adição de calor ou de produtos químicos minimizam o acúmulo de emulsão, porém estes procedimentos são preferencialmente aplicados na fase de tratamento do óleo.

e) *Arraste*

Este é um problema típico operacional. O arraste de óleo pela corrente de gás ocorre quando o nível do líquido está muito alto, quando existe algum dano em algum componente interno, formação de espuma, saída de líquido obstruída, projeto impróprio ou simplesmente porque o vaso está operando com produção superior ao do projeto.

O arraste de gás pelo líquido pode ser um indicativo de nível muito baixo de líquido ou falha no sistema de controle de nível.

9.2 Processamento do gás natural

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos cuja composição abrange do metano (CH_4) ao hexano (C_6H_{14}), sendo o metano o principal componente (tabela 1.5). Apresenta, também, pequenas quantidades de componentes diluentes, como o nitrogênio e o vapor d'água, e contaminantes (gás sulfídrico e dióxido de carbono). É considerado rico quando a soma das percentagens de todos os componentes mais pesados que o propano (C_3), inclusive, é maior que 7%.

O gás natural é mais leve do que o ar (densidade 0,6). Não tem cheiro e a sua combustão fornece de 8.000 a 10.000 kcal/m³. Ocorre na natureza em solução no óleo ou no estado livre.

9.2.1 Condicionamento

O condicionamento, ou tratamento, é o conjunto de processos (físicos e/ou químicos) aos quais o gás deve ser submetido, de modo a remover ou reduzir os teores de contaminantes para atender às especificações (teores máximos de compostos de enxofre, de dióxido de carbono e de água, ponto de orvalho e poder calorífico) de mercado, segurança, transporte ou processamento posterior. Compreende a desidratação (para evitar corrosão e a redução da capacidade dos gasodutos através da formação de hidratos) e a dessulfurização, que é a remoção dos compostos de enxofre (H_2S , mercaptans, dissulfeto de carbono, etc.), causadores de corrosão. A remoção de CO_2 tem a finalidade de reduzir o custo do transporte, caso esteja presente em grande quantidade, e evitar a ocorrência de processos corrosivos.

a) Desidratação

A desidratação do gás natural pode ser feita através dos processos de absorção ou adsorção.

A absorção é realizada em um vaso onde o gás flui em contracorrente a uma solução de glicol (monetilenoglicol ou trietilenoglicol), de grande poder higroscópico, que é posteriormente regenerada através de aquecimento, retornando ao processo.

A remoção de água do gás através do processo de adsorção é feita com materiais que apresentam, dentre outras características, grande área superficial e afinidade pela água, tais como a alumina, a sílica-gel e as peneiras moleculares (aluminossilicatos de alguns metais). O adsorvente saturado é regenerado por ação do calor.

Nem sempre a desidratação é a maneira mais econômica de solucionar os problemas causados pela presença da água no gás. Uma alternativa bastante usada é a aplicação de produtos químicos inibidores, que se combinam com água livre diminuindo a temperatura de formação dos hidratos. Os mais utilizados são os álcoois (metanol, etanol anidro, monoetilenoglicol, dietilenoglicol e trietilenoglicol), que, posteriormente, são regenerados e recirculados no processo. Cada inibidor tem o seu uso limitado a uma certa faixa de temperatura, devendo ser injetado no gás num ponto de grande dispersão.

b) Dessulfurização

A remoção de gases ácidos (CO_2 e compostos de enxofre) pode ser efetuada através dos processos de absorção química ou física. Os processos químicos reversíveis que utilizam soluções de aminas (monoetanolamina, dietanolamina, trietanolamina) são os mais usados.

9.2.2 Processamento

Livre da fase líquida, o gás natural é enviado a uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), onde é promovida a separação das frações leves (metano e etano que constituem o chamado gás residual) das pesadas, que apresentam um maior valor comercial. O gás natural antes de ser processado é denominado de “gás úmido”, por conter líquido de gás natural (LGN), enquanto o gás residual é o “gás seco”, pois não possui hidrocarbonetos condensáveis.

Em função de vários fatores, tais como composição do gás, pressão disponível, recuperações desejadas, etc., podem ser usados os seguintes processos que diminuem a temperatura e/ou aumentam a pressão:

Refrigeração simples – condensação dos hidrocarbonetos mais pesados por meio da redução de temperatura, através da utilização de um fluido refrigerante em circuito fechado;

Absorção refrigerada – o gás é submetido a um contato com um fluido auxiliar (óleo de absorção) numa torre a alta pressão e baixa temperatura, que é obtida com o uso de fluido refrigerante (geralmente propano) em circuito fechado;

Turboexpansão – o abaixamento da temperatura do gás, através da sua expansão numa turbina, provoca a condensação dos hidrocarbonetos mais pesados que se deseja separar. Pode ser necessário o uso de um fluido refrigerante (turboexpansão refrigerada);

Expansão Joule-Thompson (JT) – a expansão do gás numa válvula provoca uma redução de pressão e, conseqüentemente, um abaixamento da temperatura. Pode ser utilizada como uma refrigeração auxiliar.

As recuperações de líquidos que podem ser alcançadas dependem do tipo de processo utilizado e da riqueza do gás. É comum se recuperar 100% de butanos e hidrocarbonetos mais pesados, 90% a 95% de propano e até cerca de 80% de etano, em percentagens molares.

Parte do gás residual, separado nas UPGNs, é consumido internamente nas próprias áreas produtoras:

- para elevação artificial de petróleo (*gas-lift*);
- para promover a recuperação secundária de reservatórios através da injeção em poços;
- como combustível.

Caso a produção de gás residual seja maior que o consumo na área de produção, o excesso é transferido (se economicamente viável) ou conduzido para queimadores. O LGN recuperado é adicionado ao óleo para transferência.

9.3 Tratamento do óleo

No processo de produção de petróleo um dos contaminantes mais indesejados é a água. A quantidade de água produzida associada aos hidrocarbonetos varia em função de uma série de fatores, tais como:

- características do reservatório de onde os fluidos são produzidos;
- idade dos poços produtores (normalmente a quantidade de água produzida, que apresenta maior mobilidade que o óleo, aumenta com o passar do tempo);
- métodos de recuperação utilizados (injeção de água, vapor, etc.).

Águas oriundas de formações produtoras de hidrocarbonetos apresentam sais, microorganismos e gases dissolvidos, além de material em suspensão. Os teores de sais dissolvidos encontrados nessas águas são extremamente variáveis, sendo, em média, três a quatro vezes superiores aos normalmente existentes na água do mar (35 g/l). Aumentam com a profundidade e guardam afinidades com as formações de onde provêm. As águas produzidas são, também, mais ricas em cálcio do que em magnésio, apresentam ínfimas quantidades de sulfato e teores um pouco mais elevados de bário e estrôncio. Têm, geralmente, pH menor que 7 e um teor de bicarbonato superior a 150 mg/l.

Diversos microorganismos, tais como bactérias, algas, fungos e outros, estão freqüentemente presentes nas águas produzidas, podendo gerar em seus metabolismos substâncias de caráter corrosivo (ácidos sulfídrico, sulfúrico, etc.).

Além desses constituintes, as águas produzidas contêm sólidos provenientes das rochas (silte, argilas, etc.), de processos corrosivos (óxidos, hidróxidos e sulfetos de ferro, etc.) e de incrustações (carbonato de cálcio e sulfatos de bário, cálcio e estrôncio).

A presença de água associada ao petróleo provoca uma série de problemas nas etapas de produção, transporte e refino. Na produção e transporte os maiores inconvenientes estão ligados a:

- necessidade de superdimensionamento das instalações de coleta, armazenamento e transferência, incluindo bombas, linhas, tanques, etc.;
- maior consumo de energia;
- segurança operacional. Em virtude de sua composição, a água pode, ao sofrer variações de temperatura e pressão, provocar problemas de corrosão e/ou incrustação, causando danos às tubulações, equipamentos e acessórios, que podem redundar em acidentes humanos e/ou ambientais.

No refino, a presença de cloretos de cálcio e magnésio dissolvidos na água provocam, sob ação do calor, a geração de ácido clorídrico, que migra para o topo das torres de destilação provocando corrosão e assim causando redução de espessuras e/ou furos de linhas, paredes de vasos e tubos trocadores de calor. As conseqüências podem ser drásticas (poluição, explosão, perdas de produtos, lucros cessantes, etc.). Já os sais de sódio diminuem a vida útil e o rendimento dos catalisadores conduzindo a produtos finais (combustíveis) de qualidade inferior.

A eliminação da água, portanto:

- proporciona um tempo de operação mais longo das diversas unidades e equipamentos;
- reduz o tempo/custo de manutenção e consumo de produtos químicos (amônia, para neutralizar o ácido clorídrico gerado nas torres, inibidores de corrosão e incrustação);
- propicia operações de produção, transporte e refino dentro dos padrões de segurança e qualidade, com menores custos.

Durante o percurso do reservatório até a superfície, o óleo e água formam emulsões¹⁴ que apresentam maior ou menor estabilidade em função principalmente do regime de fluxo e da presença de agentes emulsificantes (asfaltenos, resinas, argilas, sílica, sais metálicos, etc.) que impedem a coalescência das gotículas de água.

Grande parte da água que vem associada ao petróleo é facilmente separada por simples decantação (água livre) nos separadores. Para remover o restante da água, que permanece emulsionada, há necessidade de se utilizar processos físicos e químicos que aumentem a velocidade de coalescência.

A desestabilização de uma emulsão é realizada pela ação de calor, eletricidade e desemulsificantes (copolímeros de óxido de etileno e óxido de propileno), através do enfraquecimento e/ou rompimento da película que circunda as gotículas de água, o que proporciona condições para que ocorra a coalescência e posterior sedimentação gravitacional. A operação dos equipamentos de tratamento de óleo é efetuada no sentido de se elevar ao máximo a velocidade deste processo.

O tratamento termoquímico consiste na quebra da emulsão por meio de aquecimento, geralmente na faixa de 45° a 60°C, em equipamentos conhecidos como tanques de lavagem e tratadores e que são bastante usados em campos de petróleo terrestres.

A aplicação de um campo elétrico de alta voltagem (15.000 a 50.000V) a uma emulsão faz com que as gotículas de água dispersas no óleo (meio de baixa constante dielétrica) adquiram uma forma elíptica (figura 9.4), alinhadas na direção do campo, com pólos induzidos de sinais contrários, que criam uma força de atração provocando a coalescência. O campo elétrico contínuo provoca a coalescência por eletroforese e o campo elétrico alternado provoca a coalescência pelo mecanismo do dipolo induzido.

Tratadores eletrostáticos são freqüentemente encontrados em sistemas marítimos de produção. Independente do tipo de tratamento utilizado, um tempo de residência suficiente, uma moderada agitação e o uso de desemulsificantes são imprescindíveis para que a separação gravitacional das fases óleo/água, seja feita dentro do menor tempo e com a maior eficiência possível.

A seleção do desemulsificante e dos equipamentos mais adequados para um dado sistema é função de muitos fatores técnicos e econômicos, tais como tipo de óleo, vazão de água e óleo, quantidade de água livre, temperatura de tratamento, salinidade e destino a ser dado à água produzida, instalações necessárias, etc.

¹⁴ As emulsões são mistura de dois líquidos imiscíveis formada de uma fase dispersa e uma contínua, separadas por uma película estável, constituída de agentes emulsificantes.

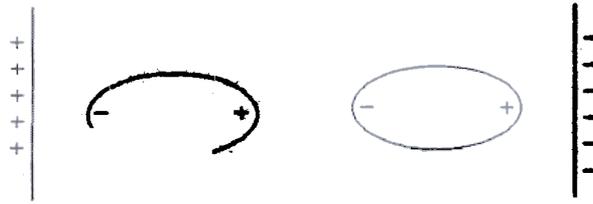


Figura 9.4 – Gotículas de água suspensas em petróleo são dipolos induzidos.

Nem sempre é possível separar totalmente a água emulsionada. Assim, o petróleo é enviado às refinarias, através de oleodutos ou navios com alguma água contendo sais, que é totalmente removida antes do início do processamento propriamente dito. O máximo teor de água e sal geralmente aceito pelas refinarias é:

- Água: 1% BSW (relação entre o volume de água e sedimentos e o volume de emulsão).
- Sal: 285 mg/l (miligramas de sais dissolvidos por litro de petróleo).

O óleo deve ser medido antes de ser transferido. Volumes de óleo são medidos por medidores de deslocamento positivo que dividem a vazão de óleo em segmentos e levam em consideração os volumes distintos, corrigindo a medição por fatores de correção obtidos em tanques de aferição.

9.4 Tratamento da água

A quantidade de água produzida associada com o óleo varia muito, podendo alcançar valores da ordem de 50% em volume ao até mesmo próximo de 100% ao fim da vida econômica dos poços. O tratamento da água tem por finalidade recuperar parte do óleo nela presente em emulsão e condicioná-la para reinjeção ou descarte.

Tipicamente, a água proveniente dos separadores e tratadores de óleo é enviada para um vaso desgaseificador, seguindo daí para um separador água/óleo e finalmente para um tubo de despejo (no caso de plataformas marítimas). Todo óleo recuperado nas várias etapas é recolhido em um tanque recuperador de óleo, retornando ao processo (figura 9.5).

A função do vaso desgaseificador é remover traços de gás ainda presentes no líquido. Geralmente é um separador trifásico de baixa pressão. Os gases separados são encaminhados para um dispositivo de queima.

Os hidrociclones e a flotação são os processos de separação óleo/água atualmente mais utilizados pela indústria do petróleo. A flotação procura recuperar o resíduo de óleo através de separação gravitacional, enquanto que os hidrociclones (figura 9.6) procuram acelerar este processo. A água oleosa é introduzida sob pressão tangencialmente no trecho de maior diâmetro do hidrociclone, sendo direcionada internamente em fluxo espiral em direção ao trecho de menor diâmetro. Este fluxo é acelerado pelo contínuo decréscimo de diâmetro, criando uma força centrífuga que força os componentes mais pesados (água e sólidos) contra as paredes. Devido ao formato cônico do hidrociclone a ao diferencial de pressão existente entre as paredes

e o centro, ocorre, na parte central do equipamento, um fluxo axial reverso. Esta fase líquida central contendo óleo em maior proporção é denominada de rejeito.

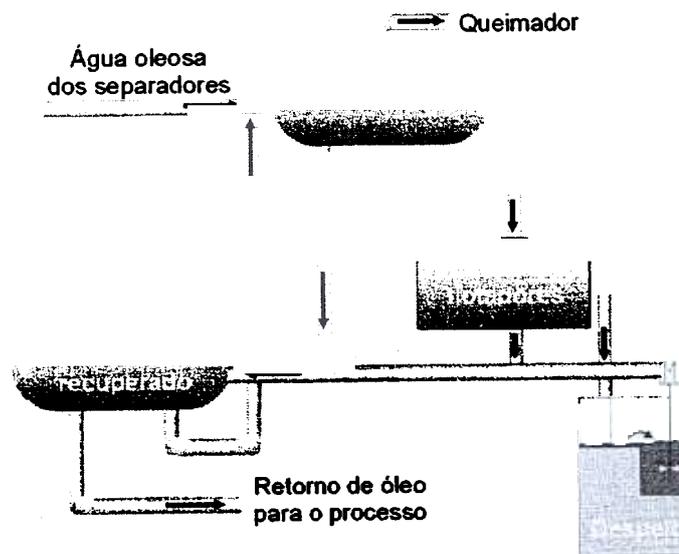


Figura 9.5 – Esquema do tratamento de água.

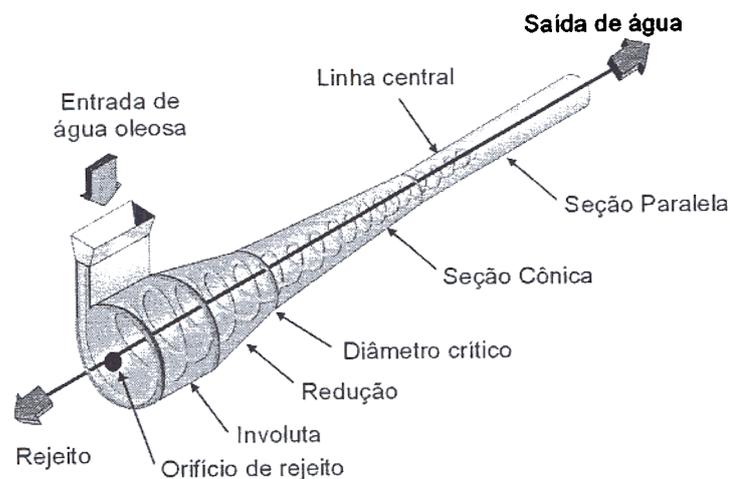


Figura 9.6 – Exemplo esquemático de funcionamento de um hidrociclone.

Em campos terrestres as águas produzidas tratadas por meio de alguns desses equipamentos podem apresentar teores de óleo em torno de 5 mg/l. Já em sistemas marítimos, com pouco tempo de residência, são encontrados valores bem superiores (>30 mg/l).

O tubo de despejo (figura 9.7) apresenta câmaras de decantação e anteparos de retenção para promover tempo extra de residência para separar qualquer óleo remanescente proveniente dos hidrociclones. A água oleosa recuperada é enviada ao tanque recuperador, enquanto que o restante é descartada para o meio ambiente.

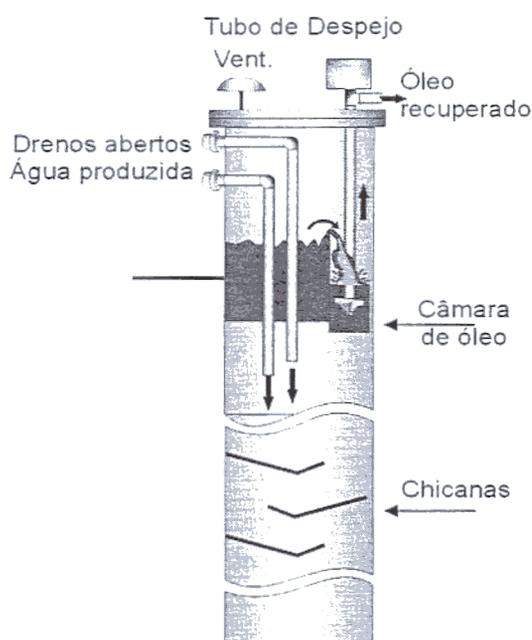


Figura 9.7 – Esquema de um tubo de despejo.

Para reinjeção, além da diminuição da concentração do óleo presente na emulsão, poderá ser necessário efetuar o tratamento com respeito a constituintes responsáveis por problemas de tamponamento do reservatório (sólidos em suspensão) e/ou processos corrosivos, como gases dissolvidos, geralmente gás carbônico e gás sulfídrico, e bactérias indutoras da corrosão, principalmente as redutoras de sulfato.

Para isso, são usados processos físicos (filtração) e produtos químicos, dentre os quais podem ser destacados os seqüestrantes de oxigênio como o bissulfito de amônio, inibidores de corrosão a base de aminas filmicas e inibidores de incrustação (polímeros, cujas estruturas contêm fósforo).

A corrosão é o principal problema causado pelas águas originárias da produção de petróleo. Assim, é imprescindível que as linhas e equipamentos que formam as facilidades de produção sejam de materiais não-metálicos, que resistam ao caráter agressivo dessas águas. Atualmente, é comum a utilização de tubulações de plástico reforçado com fibra de vidro e equipamentos metálicos revestidos com epóxi-poliâmida.

9.5 Meio ambiente

O descarte da água só pode ser feito dentro de determinadas especificações, regulamentadas por órgão de controle do meio ambiente que limita a quantidade de poluentes (teor de óleo, graxa, H_2S , etc.) nos efluentes aquosos.

A água separada do petróleo é um efluente cujo descarte tem que ser feito com os devidos cuidados para não agredir o meio ambiente, em função:

- do seu volume. Em média, para cada m^3 /dia de petróleo produzido são gerados três a quatro m^3 /dia de água. Há campos em que este número se eleva a sete ou mais. Nas atividades de exploração, perfuração e produção, a água produzida responde por 98% de todos os efluentes gerados;

- da sua composição (presença de sais, óleo e outros constituintes nocivos ao meio ambiente, ausência de oxigênio, temperatura elevada).

O descarte deve ser feito o mais próximo possível do campo produtor, para evitar problemas no transporte e armazenamento, além de desperdícios de energia. Em vista disso a solução comumente adotada é:

- Campos marítimos (*offshore*): lançá-la ao mar após reduzir o teor de óleo aos níveis exigidos pela legislação. No Brasil, o Conselho Nacional do Meio Ambiente determina, dentre outras coisas, que “os efluentes de qualquer fonte poluidora somente poderão ser lançados, direta ou indiretamente, nos corpos d’água desde que o teor de óleos minerais seja inferior a 20 mg/l”. Nos Estados Unidos (Golfo do México) o teor de óleo médio mensal não deve ser superior a 29 mg/l e no Mar do Norte e na Índia a concentração média mensal de óleo na água deve ser inferior a 40 mg/l, só para exemplificar.
- Campos terrestres: reinjetá-la em poços para fins de recuperação secundária ou descarte, após o devido tratamento, de modo que esta não venha causar problemas no reservatório e nos equipamentos através de corrosão e/ou entupimento dos poços;

a) Lançamento no mar

O descarte da água no mar tem sido bastante estudado, principalmente em regiões situadas nas proximidades das plataformas do Mar do Norte e do Golfo do México. Apesar de não haver ainda um parecer final sobre o assunto, os resultados obtidos até o presente momento mostram que a descarga contínua da água produzida não causa danos sensíveis ao meio marinho, **desde que o sistema de descarte seja projetado e construído para proporcionar uma grande diluição do efluente**. As forças naturais existentes no mar, como a diluição, evaporação, foto e auto-oxidação, degradam o petróleo e o gás carbônico.

Os componentes solúveis do óleo, tais como aromáticos, ácidos naftênicos, parafinas normais, etc., são destruídos pelas bactérias presentes na água do mar. Stephenson (1992) apresenta uma compilação de estudos sobre o assunto e tem sido referência para a indústria do petróleo.

b) Reinjeção

A disponibilidade, o custo e outras características apresentadas pela água fazem com que ela seja o principal fluido utilizado na recuperação adicional de óleo.

A injeção de água produzida em campos terrestres, desde que não cause problemas ao reservatório, é a melhor opção em termos ambientais, pois resolve a questão do destino final da água produzida junto com o óleo. Proporciona, ainda, uma economia de água doce de boa qualidade (de aquíferos), comumente utilizada para essa finalidade, que fica, assim, disponível para fins mais nobres, como o consumo humano.

REFERÊNCIAS

- ALBU, A.; RIBEIRO, L. M. Estimativa de Reservas de Hidrocarbonetos, Petrobras, Rio de Janeiro, 1987.
- BANSBACK, P. L. The How and Why of Emulsions, The Oil and Gas Journal, 7, pp. 87-93, 1987.
- BIANCO, L. C. B.; VICENTE, R. Técnicas de Canhoneio em Poços de Petróleo, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1995.
- BOURGOYNE Jr., A. T.; CHENEVERT, M. E.; MILLHEIM, K. K.; YOUNG Jr., F. S. Applied Drilling Engineering, Society of Petroleum Engineers Textbook Series, Vol. 2, 1986.
- BRANTLY, J. E. History of Oil Well Drilling, Gulf Publishing Company, Texas, 1971.
- BRASIL, N. I. Tratamento de óleo – Desidratação/Dessalgação, Petrobras/Serec/Cen-sud, Rio de Janeiro, 1993.
- BROWN, A. R. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data, American Association of Petroleum Geologists, Memoir nº 42, 5th edition, 1999.
- BURCICK, E. J. Properties of Petroleum Reservoir Fluids, 3rd. edition, IHRDC, Boston, 1979.
- CAMPOS, C. W. M. A Exploração de Petróleo no Brasil, 2º Congresso Brasileiro de Petróleo, Rio de Janeiro, 1982.
- CHAWLA, M. L. Field Desalting of Wet Crude in Kuwait. SPE Middle East Oil Show, 5, Manama, SPE 15711. pp. 155-165, 1987.
- CLARK, N. J. Elements of Petroleum Reservoirs, SPE, Texas, 1960.
- DILLON, P. B.; THOMSON, R.C. Offset Source VSP surveys and their image reconstruction, Geophysical Prospecting, V-32, pp. 790-811, 1984.
- FARAH, M. A. Caracterização do Petróleo e seus Produtos – Parte 1 – Combustíveis, Petrobras/Serec/Cen-Sud, Rio de Janeiro, 1989.
- FRENCH, W. S. Two-dimensional and Three-dimensional Migration of Model-experiment Reflection Profiles, Geophysics, v. 39, p. 265-277, 1974.
- GARCIA, J. E. L. A Completação de Poços no Mar, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1997.
- GARCIA, J. E. L.; PAULA, J. L.; FERNANDES, P. D.; MARTINS, J. A. S.; RODRIGUES, V. F.; FERREIRA, F. H. Fraturamento Hidráulico, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1997.

- POETTMANN, F. H. Improved Oil Recovery, Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma, 1983.
- RODRIGUES, L. R. Condicionamento e Processamento de Gás Natural. Petrobras/Depro, Rio de Janeiro, 1990.
- ROSA, A. J. Equação de Balanço de Materiais, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1985.
- ROSSI, N. C. M. Bombeio Centrífugo Submerso, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1981.
- ROSSI, N. C. M. Elevação Natural, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1990.
- ROSSI, N. C. M. Fundamentos de Produção, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1991.
- SERRA, K. V.; SANTOS, F.A. Bombeio Mecânico, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1989.
- SERRA, K. V. Fluxo Multifásico, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1982.
- SHERIFF R. E. Reservoir Geophysics, Society of Exploration Geophysicists, Investigations in Geophysics nº 7, 1992.
- SMITH, C. R. Mechanics of Secondary Oil Recovery, Robert E. Krieger Publishing Company, Florida, 1975.
- STEPHENSON, M. T. Components of Produced Water: a compilation of industry studies. Journal of Petroleum Technology, p. 548-603, 1992.
- SZILAS, A. P. Production and Transport of Oil and Gas, Elsevier Science Publishers, Amsterdam, The Netherlands, 1985.
- TELFORD, W. M.; GELDART, L. P.; SHERIF, R. E.; KEYS, D. A. Applied Geophysics, Cambridge University Press, 1976.
- THOMAS, J. E. Geofísica Geral, Petrobras/CENPES/DIVEN, Rio de Janeiro, 1984.
- THOMAS, J. E. Sísmica de Reflexão para Engenheiros de Produção, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1990.
- THOMAS, J. E. Geofísica para Geólogos. Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1993.
- VAZ, C. E. M.; MAIA, J. L. P. Condicionamento de Gás Natural, Petrobras/E&P-BC, Macaé, RJ, 1997.
- VICENTE, R. Avaliação da Cimentação, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1992.
- VICENTE, R.; RODRIGUES, V. F.; GARCIA, J. E. L.; PAULA, J. L. Operações com Cimento na Completação, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1995.
- YILMAZ, O. Seismic Data Processing, Society of Exploration Geophysicists, Investigations in Geophysics nº 2, 1987.



FUNDAMENTOS DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Estamos vivendo a era do petróleo. Na sociedade moderna dificilmente encontramos um ambiente, um produto ou um bem que não contenha compostos derivados do petróleo ou que não seja produzido direta ou indiretamente a partir do petróleo.

De origem natural, não renovável e de ocorrência limitada, o petróleo movimenta bilhões de dólares diariamente em uma atividade industrial gigantesca, empregando milhares de trabalhadores, técnicos e cientistas. Recursos consideráveis são alocados para o seu desenvolvimento e pesquisa, fazendo surgir, a cada dia, tecnologias e equipamentos mais sofisticados para a descoberta de novas jazidas, extração, transporte e refino do petróleo.

Durante mais de 40 anos a Petrobras executou, com exclusividade, o monopólio do petróleo da União, instituído em 1953, detendo, por consequência, o monopólio do conhecimento no país das múltiplas especialidades envolvidas nesta atividade. Esta obra pretende colaborar com o desenvolvimento dos profissionais e estudantes envolvidos com a indústria do petróleo no Brasil.

ISBN 85-7193-046-5



9 788571 930469



PETROBRAS