

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**  
**ENGENHARIA DE ENERGIA**

**EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO EM CAMADAS**  
**DO PRÉ-SAL NO BRASIL:**  
**UM ESTUDO DE CASO NO POÇO 1-SPS-50**

**Eng. Andreas Nascimento**

Itajubá, dezembro de 2010

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA DE ENERGIA**

**Eng. Andreas Nascimento**

**EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO EM CAMADAS  
DO PRÉ-SAL NO BRASIL:  
UM ESTUDO DE CASO NO POÇO 1-SPS-50**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.

Área de concentração: Exploração do Uso Racional de Recursos Naturais e Energia

Orientador: Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira

Dezembro de 2010  
Itajubá - MG

## COMPOSIÇÃO DA BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira  
Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

---

Prof. Dr. Claudio Ferreira  
Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

---

Dr. Ivan de Araújo Simões Filho  
BP Brasil

---

*...e que forte sejamos nesta  
necessidade do saber...*

## **DEDICATÓRIA**

À minha família e a todos que depositaram e continuam a depositar em mim, confiança, aos quais devo força e cumplicidade para realizar os meus sonhos.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos funcionários da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI).

Ao Vice-Reitor da UNIFEI, Prof. Dr. Paulo Schigueme Ide.

Ao Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira, pela orientação, auxílio e paciência no desenvolvimento deste estudo.

Ao Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni, o qual me “abriu as portas” para tantas oportunidades.

Aos Professores Drs. Jamil Haddad, Tales Cleber Pimenta, Maurílio Pereira Coutinho e Necésio Gomes Costa e à Profa. Dra. Helga Gonzaga Martins.

Ao Programa de Recursos Humanos (PRH) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (IBP) e ao Centro de Excelência em Eficiência Energética (EXCEN), pela oportunidade de participação em eventos, e de desenvolvimento pessoal e profissional.

Ao Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), pelo apoio e fornecimento dos dados referente ao poço estudado neste trabalho.

Ao Dr. Erick Menezes de Azevedo, pela ajuda na conquista deste tema e pelo bom relacionamento estabelecido durante sua atuação como Professor Visitante do PRH16.

Aos Professores e funcionários da *Mining University of Leoben*, Áustria, pelo suporte durante a realização dos cursos específicos da área de petróleo, em especial ao Prof. Dr. Herbert Hofstätter e ao Prof. Dr. Erich Niesner.

Aos amigos, em especial da Casa Amarela, por acompanhar e acreditar no desenvolvimento de todo este trabalho. Obrigado José Luiz Gonçalves, Pedro Antunes Duarte, Santiago Manganoti, Felipe Centeno e Izabella Carneiro Bastos.

À minha família, pela ajuda e incentivo no desenvolvimento deste trabalho.

# SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE ABREVIATURAS

LISTA DE SÍMBOLOS

RESUMO

ABSTRACT

## **1 Introdução**

1.1 Desenvolvimento histórico .....	18
1.2 Cenário atual do petróleo no Brasil.....	20
1.3 Objetivos.....	21
1.4 Estrutura do trabalho .....	22

## **2 Cenário energético e petrolífero mundial** .....

2.1 Situação e perspectivas da indústria do petróleo .....	23
2.2 Distribuição das reservas mundiais .....	25
2.3 A importância do pré-sal para o Brasil .....	28
2.3.1 Impacto no mercado nacional e no parque industrial.....	28
2.3.2 Alterações do marco regulatório .....	30

## **3 Tecnologia de exploração petrolífera**.....

3.1 Conceitos básicos.....	34
3.2 Conceitos gerais de geologia do petróleo.....	36
3.3 Atividades exploratórias.....	41
3.3.1 Sísmica .....	42
3.3.2 Atividades de perfuração .....	45
3.3.3 Perfilagem.....	52
3.4 Atividades exploratórias na presença de camadas de sal .....	58
3.4.1 Formação e caracterização de evaporitos .....	59
3.4.2 Formação de diapíricos.....	62
3.4.3 Particularidades da exploração.....	63

3.5	Evolução da exploração através de camadas salinas no Golfo do México ....	66
3.5.1	Evolução das descobertas .....	66
3.5.2	Sísmica (RTM) .....	68
3.5.3	Método de perfuração (motor RSS) .....	69
3.5.4	Técnica de perfuração (EWD).....	70
3.5.5	Broca de perfuração (PDC).....	71
3.5.6	Fluidos de perfuração .....	72
<b>4</b>	<b>Exploração no pré-sal brasileiro</b> .....	<b>73</b>
4.1	Formação de evaporitos no litoral brasileiro.....	73
4.2	Características do pré-sal e da bacia de Santos .....	75
4.3	Desenvolvimento exploratório .....	79
4.4	Técnicas utilizadas no pré-sal .....	82
4.4.1	Caracterização do reservatório .....	82
4.4.2	Exploração (curva de aprendizagem) .....	83
<b>5</b>	<b>Observações e sugestões: um estudo de caso na região de Carioca</b> .....	<b>85</b>
5.1	Informações gerais.....	86
5.2	Dados do poço 1-SPS-50.....	87
5.2.1	Análise geológica.....	87
5.2.2	Análise do fluido do reservatório .....	92
5.2.3	Análise da perfuração e completação do poço .....	95
5.2.4	Análise de perfilagem do poço.....	102
5.3	Observações e sugestões.....	110
5.3.1	Geologia.....	110
5.3.2	Perfuração .....	112
5.3.3	Completção.....	120
<b>6</b>	<b>Considerações finais</b> .....	<b>123</b>
<b>7</b>	<b>Referências bibliográficas</b> .....	<b>125</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.1 -</b>	Evolução da exploração petrolífera no Brasil	19
<b>Figura 2.1 -</b>	Estimativa de produção de petróleo no Brasil	23
<b>Figura 2.2 -</b>	Demanda e produção global de petróleo	25
<b>Figura 2.3 -</b>	Grandes descobertas de petróleo realizadas nos últimos onze anos	25
<b>Figura 2.4 -</b>	Variação do preço do barril de petróleo, Brent, de 1861 a 2009	26
<b>Figura 2.5 -</b>	Distribuição das propriedades das reservas mundiais de óleo	27
<b>Figura 2.6 -</b>	Distribuição das propriedades das reservas mundiais de gás natural	27
<b>Figura 2.7 -</b>	Relato de produção total da Petrobras desde 2001 e projeções de produção para 2020.	28
<b>Figura 2.8 -</b>	Distribuição de sistema regulatório para alguns países, destacando o Brasil	31
<b>Figura 2.9 -</b>	Distribuição de renda prevista no modelo de concessão	32
<b>Figura 3.1 -</b>	Esquema das etapas de transformação da matéria orgânica e geração do petróleo relacionado com a profundidade	37
<b>Figura 3.2 -</b>	Esquema da migração do petróleo da rocha geradora para potenciais rochas reservatório	38
<b>Figura 3.3 -</b>	Exemplo de rochas com variação na permeabilidade e porosidade	40



<b>Figura 3.4 -</b>	Configurações de rochas, exemplificando armadilhas do tipo falha (falha normal) (a), anticlinal (b) e estrutural (c)	40
<b>Figura 3.5 -</b>	Armadilha anticlinal formada devido à fluência do sal	41
<b>Figura 3.6 -</b>	Esquema de atividade sísmica em terra e no mar	43
<b>Figura 3.7 -</b>	Exemplo de resposta de sinais sísmicos em ambiente com domo de sal	44
<b>Figura 3.8 -</b>	Esquema básico de uma sonda de perfuração com componentes do sistema de tratamento e transmissão de lama de perfuração	46
<b>Figura 3.9 -</b>	Gráfico representando estatística dos EUA de custo das atividades de perfuração	47
<b>Figura 3.10 -</b>	Navio sonda Ocean Clipper (NS-21)	48
<b>Figura 3.11 -</b>	Esquema básico de sistema de circulação de fluidos de perfuração	49
<b>Figura 3.12 -</b>	Exemplo de janela de operação para determinação de lama de perfuração	50
<b>Figura 3.13 -</b>	Exemplo de broca de perfuração tricônica	51
<b>Figura 3.14 -</b>	Exemplo de broca de perfuração tipo PDC	52
<b>Figura 3.15 -</b>	Curva de resposta de raios gama para diferentes litologias	54
<b>Figura 3.16 -</b>	Esquema básico de funcionamento da medição à base de potencial espontâneo	55
<b>Figura 3.17 -</b>	Curva de resposta de potencial espontâneo para diferentes litologias	56

<b>Figura 3.18</b> - Esquema de funcionamento do equipamento de perfilagem para resistividade da formação	57
<b>Figura 3.19</b> - Curva de resposta de resistividade	57
<b>Figura 3.20</b> - Diapirismo de rocha salina, servindo como armadilha para armazenamento de petróleo	59
<b>Figura 3.21</b> - Indicação de camadas de sal em diferentes localidades do mundo	60
<b>Figura 3.22</b> - Esquema representativo da formação de diapíricos	60
<b>Figura 3.23</b> - Esquema representativo da formação de evaporitos	63
<b>Figura 3.24</b> - Esquemas representando problemas em perfuração de sal (esquerda) e distorção dos dutos de revestimento (direita)	65
<b>Figura 3.25</b> - Destaque de poços e da região salina do Golfo do México	67
<b>Figura 3.26</b> - Imagem do subsal utilizando técnicas comuns de mapeamento sísmico (esquerda) e RTM (direita)	68
<b>Figura 3.27</b> - Componentes do <i>bottom hole assembly</i> e de um <i>rotary steerable system</i>	69
<b>Figura 3.28</b> - Princípio de funcionamento de um motor de fundo	69
<b>Figura 3.29</b> - Comparação de desempenho para perfuração de sal com motores de fundo de <i>rotary steerable system</i>	70
<b>Figura 3.30</b> - Esquema do processo de <i>elargement while drilling</i>	71
<b>Figura 4.1</b> - Evolução do processo de separação continental	73
<b>Figura 4.2</b> - Ligação continental existente entre América do Sul e África, realçando aglomerados de evaporitos e a região do pré-sal	75

<b>Figura 4.3 -</b>	Mapa demonstrando as reservas do pré-sal e delimitação da região salina	75
<b>Figura 4.4 -</b>	Representação da seção transversal da região do pré-sal	76
<b>Figura 4.5 -</b>	Seção geológica da bacia de Santos	77
<b>Figura 4.6 -</b>	Resposta sísmica dos reservatórios do pré-sal	77
<b>Figura 4.7 -</b>	Resposta sísmica dos reservatórios do pré-sal	78
<b>Figura 4.8 -</b>	Amostra de rocha reservatório do pré-sal, campo de Tupi	79
<b>Figura 5.1 -</b>	Mapa de localização da região de Carioca	87
<b>Figura 5.2 -</b>	Perfil geológico previsto	89
<b>Figura 5.3 -</b>	Curva de temperatura	94
<b>Figura 5.4 -</b>	Esquema de perfuração e revestimento do poço	96
<b>Figura 5.5 -</b>	Tipos de dutos de revestimento utilizados na atividade de perfuração	97
<b>Figura 5.6 -</b>	Fluxograma de seleção de diâmetro de revestimento do poço	98
<b>Figura 5.7 -</b>	Seleção de diâmetros dos dutos de revestimento e do poço, para as respectivas seções do poço 1-SPS-50	99
<b>Figura 5.8 -</b>	Relatório de cimentação das seções do poço	100
<b>Figura 5.9 -</b>	Perfilagem superior, GR, SP, RT do poço 1-SPS-50	104
<b>Figura 5.10 -</b>	Perfilagem inferior, GR, SP, RT do poço 1-SPS-50	105
<b>Figura 5.11 -</b>	Curva mediana dos perfis SP, GR e RT	106

<b>Figura 5.12</b> - Histograma e frequência cumulativa de SP	108
<b>Figura 5.13</b> - Histograma e frequência cumulativa de GR	109
<b>Figura 5.14</b> - GR x SP em relação à profundidade. Círculos em vermelho destacam calcários e arenitos	110
<b>Figura 5.15</b> - Nova versão da seção Fm. Ariria	111
<b>Figura 5.16</b> - Desempenho de operação com relação ao tempo de operação em atividades de perfuração	113
<b>Figura 5.17</b> - Tabela de tolerância de <i>casing</i>	119
<b>Figura 5.18</b> - Tabela de tolerância de <i>casing</i>	120
<b>Figura 5.19</b> - Destaque do relatório do poço 1-SPS-50 onde consta ter sido abandonado	122

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 3.1 -</b>	Divisão da cadeia de petróleo por terminologia utilizada	35
<b>Tabela 3.2 -</b>	Tabela de resposta de GR para diferentes litologias	54
<b>Tabela 3.3 -</b>	Mineralogia de sais encontrados em atividades de prospecção petrolífera no Golfo do México e no Brasil	61
<b>Tabela 4.1 -</b>	Tabela de blocos licitados da bacia de Santos com as respectivas participações de empresas	81
<b>Tabela 5.1 -</b>	Resumo de sugestões para atividades do poço 1-SPS-50	85
<b>Tabela 5.2 -</b>	Informações gerais do bloco exploratório	86
<b>Tabela 5.3 -</b>	Informações gerais da exploração	86
<b>Tabela 5.4 -</b>	Profundidade estratigráfica prevista x medida	88
<b>Tabela 5.5 -</b>	Litologias interpretadas de perfis corridos no poço	90
<b>Tabela 5.6 -</b>	Amostras laterais	91
<b>Tabela 5.7 -</b>	Teste de amostra da formação	91
<b>Tabela 5.8 -</b>	Teste de fluido de formação e pressão	92
<b>Tabela 5.9 -</b>	Resultado do teste de formação	92
<b>Tabela 5.10 -</b>	Teste de formação	93
<b>Tabela 5.11 -</b>	Temperatura x profundidade	93
<b>Tabela 5.12 -</b>	Análise de gases associados	94

<b>Tabela 5.13</b> -	Relatório de perfuração do poço	101
<b>Tabela 5.14</b> -	Relatório de perfuração do poço	101
<b>Tabela 5.15</b> -	Destaque do intervalo do poço canhoneado	101
<b>Tabela 5.16</b> -	Análise da Figura 5.9	104
<b>Tabela 5.17</b> -	Análise da Figura 5.10	105
<b>Tabela 5.18</b> -	Cronograma LWD utilizado	107
<b>Tabela 5.19</b> -	Cronograma de equipamentos de logging especiais utilizados	107
<b>Tabela 5.20</b> -	Cronograma de equipamentos de logging convencionais utilizados	107
<b>Tabela 5.21</b> -	Tempo de perfuração	113
<b>Tabela 5.22</b> -	Seções com as respectivas lamas a serem utilizadas	116
<b>Tabela 5.23</b> -	Intervalos e tipo de lama proposta para a atividade de perfuração	116
<b>Tabela 5.24</b> -	Distribuição de diâmetro de poço e revestimento, bem como de peso de lama de perfuração utilizada em cada seção	117
<b>Tabela 5.25</b> -	Cálculo das pressões de colapso e de ruptura para a seção intermediária do poço.	118
<b>Tabela 5.26</b> -	Cálculo das pressões de colapso e de ruptura para a seção de produção do poço.	118
<b>Tabela 5.27</b> -	Intervalos da formação com presença de óleo	121

## LISTA DE ABREVIATURAS

2D	Duas dimensões
3D	Três dimensões
4D	Quatro dimensões
AIE	Agência internacional de energia
ANP	Agência nacional de petróleo, gás natural e bicombustíveis
API	<i>American petroleum institute</i> (Instituto americano de petróleo)
IBP	Instituto brasileiro de petróleo, gás natural e biocombustíveis
BHA	<i>Bottom hole assembly</i>
BMS	Bacia marítima de Santos
BOP	<i>Blowout preventer</i> (Prevenção quanto à erupção)
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
E&P	Exploração e produção
EUA	Estados Unidos da América
EWD	<i>Enlargement while drilling</i> (Alargamento enquanto perfurando)
FPSO	<i>Floating production storage and offloading</i> (Armazenamento e descarga de unidade de produção flutuante)
FRO	Fator de recuperação
FS	Fator de segurança
GNL	Gás natural liquefeito
GR	Gamametria
HTHP	<i>High temperature and high pressure</i> (Alta temperatura e alta pressão)
LWD	<i>Logging while drilling</i> (Perfilagem enquanto perfurando)
MUL	<i>Mining University of Leoben</i> (Universidade de Minas de Leoben)
MWD	<i>Measurement while drilling</i> (Medição enquanto perfurando)
OCDE	Organização para cooperação e desenvolvimento econômico
OPEP	Organização internacional dos países exportadores de petróleo
PDC	<i>Polycrystalline diamond composite</i> (Compósito de policristalino diamantado)
Plan-sal	Plano diretor de desenvolvimento do pólo pré-sal
Procap	Programa tecnológico de águas profundas
Profex	Programa tecnológico de fronteiras exploratórias
Propes	Programa tecnológico de óleos pesados
Prosal	Programa tecnológico para o desenvolvimento da produção de reservatórios do pré-sal
RT	Resistividade da formação
RTM	<i>Reverse time migration</i> (Migração reversa no tempo)

RSS	<i>Rotary steerable system</i> (Sistema rotativo dirigido)
SOBM	<i>Synthetic oil based mud</i> (Lama à base de óleo sintético)
SP	Potencial espontâneo
SPS	São Paulo Submarino
TLD	Teste de longa duração
TSP	<i>Thermally stable polycrystalline</i> (Policristalino termicamente estável)
US\$	Dólar americano
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
UGP	Unidades de gases pesados
UGT	Unidades de gases totais
WOB	<i>Weight on the bit</i> (Peso sobre broca)



## LISTA DE SÍMBOLOS

°	Grau
'	Minuto
''	Segundo
°C	Grau Celsius
°F	Grau Fahrenheit
°F/km	Grau Fahrenheit por quilômetro
m	Metro
m <sup>3</sup>	Metro cúbico
m <sup>3</sup> /dia	Metro cúbico por dia
API	<i>American Petroleum Institute</i>
boe	Barril de óleo equivalente
bpd	Barril de petróleo por dia
Bboe	Bilhão de barril de óleo equivalente
Bbpd	Bilhão de barril de petróleo por dia
D	Darcy
μD	Micro Darcy
C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	Hidrocarboneto
GAPI	Grau API
H <sub>2</sub> S	Gás sulfídrico
kgf/cm <sup>2</sup>	Kilograma força por centímetro quadrado
kPa/m	Kilopascal por metro
R\$	Real
mcd	Metro cúbico por dia
MMbbd	<i>Million barrel per day</i>
Mboe	Milhão de barril de óleo equivalente
Mbpd	Milhão de barril de petróleo por dia
Mmcd	Milhão de metro cúbico por dia
Mpa	Mega pascal
mV	Mili volt
ohm-m	Ohm metro
ppg	<i>Pound per gallon</i>
psi/ft	<i>Pound per square inches per foot</i>
Tboe	Trilhão de barril de óleo equivalente

Nascimento, A. **Exploração de Petróleo em Camadas do Pré-sal no Brasil: um Estudo de Caso no Poço 1-SPS-50**. 2010. 134 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá.

## RESUMO

A indústria petrolífera tem crescentemente realizado atividades em áreas de grande profundidade e em regiões onde estão presentes camadas de sal. Neste contexto e considerando as atividades petrolíferas a fim de desenvolver o pré-sal no Brasil, frequentemente situados em regiões de águas ultraprofundas, surgem importantes desafios tecnológicos. Considerando o cenário para 2030, espera-se uma expansão da demanda mundial de petróleo da ordem de 34 Mbpd, e um incremento na produção de petróleo do Brasil de cerca de 4 Mbpd, o que representa aproximadamente 11% do aumento da demanda mundial de petróleo. Inicialmente, apresenta-se o contexto do pré-sal do Brasil, enfatizando-se as particularidades das atividades de exploração realizadas. Como estudo de caso, utilizou-se os dados da exploração do poço 1-SPS-50, apresentando uma nova caracterização litológica da seção salina, a qual apresentou caráter heterogêneo, sendo composta basicamente por halita, anidrita, carnalita e taquidrita. Para a perfuração desta seção, verificou-se a possibilidade de uma economia de aproximadamente US\$ 2,2 milhões, caso um motor do tipo *rotary steerable system* (RSS) tivesse sido utilizado na perfuração. Em atividades prévias no Golfo do México, o emprego desta tecnologia apresentou um rendimento em tempo de operação 20% maior em relação aos métodos convencionais em intervalos de sal (considerando um custo diário em atividades de perfuração equivalente a US\$ 500 mil). Foi constatada a eventual possibilidade de utilização de uma nova configuração de seções para o programa de perfuração, sugerindo uma alternativa à seção intermediária, bem como dutos de revestimento mais robustos, classe V150. Observou-se também a possibilidade de canhoneio de uma seção mais espessa do que a relatada, com aproximadamente 109 m ao invés de 76 m. Tais sugestões e observações basearam-se na literatura e em publicações de atividades em ambientes com acumulações evaporíticas semelhantes, não levando em consideração, devido à ausência de informações da operação, algumas variáveis que poderiam auxiliar em resultados mais detalhados. Em síntese, foi possível caracterizar as operações de exploração na região do pré-sal, e verificar eventuais possibilidades de redução de custo.

**PALAVRAS-CHAVE:** Exploração petrolífera, pré-sal, petróleo.

Nascimento, A. **Petroleum Exploration in Pre-salt Layers in Brazil: a Case Study with the Well 1-SPS-50**. 2010. 134 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá.

## **ABSTRACT**

The oil&gas industry has improved in exploration for deeper areas and in areas of salt layers. Some years ago, much has been said in the field of exploration about the complexities related to activities in the pre-salt, frequently located in regions of ultra-deepwater, yielding technologies challenges. Considering the scenario for 2030, it is expected an increase in world oil demand of 34 MMbbd, and an increase in oil production in Brazil of about 4 MMbbd, which represents approximately 11% of increase in world oil demand. Initially, it is presented the context of the pre-salt of Brazil, emphasizing the particularities of the exploration activities undertaken. As a case study, it has been used the well 1-SPS-50, representing a new lithological characterization (range from 2.907 m to 5.202 m), where a section is scanned saline heterogeneous, composed of halite, anhydrite, carnallite and taquidrita. There was the possibility of an economy of approximately \$ 2.2 million if it had been used the RSS engine for drilling, which in previous activities in the Gulf of Mexico, has filed an income in operating time 20% higher if compared to conventional methods through salt layers (assuming a daily cost in drilling activities of \$ 500 thousand). It has been found to eventual possibility of using a new configuration for the well sections of the drilling program, suggesting an alternative to the intermediate one (salt layer), defining the top (beginning) at 2.967 m instead of 2.905 m and the base (final) in at 5.195 m instead of 5.203 m as well a more robust casing, grade V150. There is also the possibility of perforating a section thicker than reported, with approximately 109 m instead of 76 m. Such suggestions and observations were based on literature and publications of activities in similar environments, not taking into consideration, due to lack of information, other important variables that could further elaborate the results. Thus, it was possible to characterize the exploration activities in the pre-salt field, highlighting its merits and the existence of eventual possibility of cost reduction.

**KEYWORDS:** Petroleum exploration, pre-salt, petroleum.

# INTRODUÇÃO

É notável a importância da energia na sociedade moderna, em particular, da energia proveniente do petróleo. Nos últimos anos a exploração de petróleo tem valorizado as camadas do pré-sal no Brasil, camadas estas situadas em grandes profundidades e em condições exploratórias mais complexas.

O presente trabalho visa abordar a exploração de petróleo no pré-sal, suas particularidades tecnológicas e as técnicas empregadas para exploração de regiões nas quais as camadas de sal estão presentes. Ainda neste trabalho pode ser analisado o estudo de caso que apresentará interpretações e observações com base em relatórios de atividades de exploração do poço pioneiro da região de Carioca 1 – São Paulo Submarino-50 (1-SPS-50). Além de compreender o pré-sal, a região de Carioca encontra-se em um território de águas ultraprofunda; um dos principais motivos para que fosse escolhida para o presente estudo.

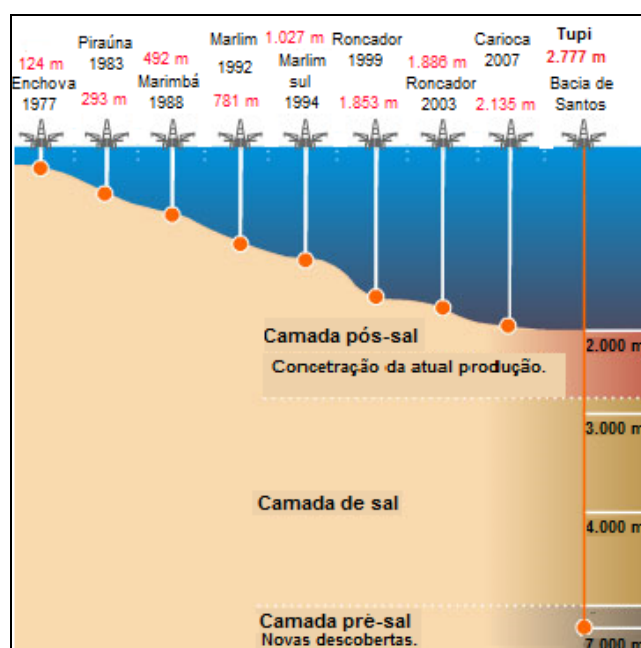
## 1.1 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

O início da era moderna da indústria petrolífera é datado de 1859, com a descoberta de um poço de petróleo a 21 m de profundidade, por Coronel Edwin Laurentine Drake, em Tittusville, na Pensilvânia. Com uma produção de cerca de 10 barris de petróleo por dia (bpd), descobriu-se que sua destilação resultava em produtos que substituíam, com grande margem de lucro, muitos derivados utilizados pela sociedade, provenientes de outros processos. Assim, iniciou-se a era do petróleo. Com sistemas ainda precários, naquela época, a exploração petrolífera resumia-se em tentativa e erro. Buscavam-se acumulações de petróleo sem análise profunda das regiões que possuíam maior probabilidade de ocorrência de acumulações. As sondas de perfuração utilizavam a técnica de perfuração por percussão, onde a coluna de perfuração era içada por cabos, perfurando-se através do impacto de seu peso no solo. Com os avanços, as técnicas passaram a ser aperfeiçoadas, incorporando-se o método rotativo, o qual permitia atingir maiores profundidades (THOMAS, 2001).

Atualmente, as prospecções são realizadas pelo método rotativo, podendo ser através de mesas rotativas (método mais antigo) ou *top-drive*

(método mais atual). No método *top-drive* ou a coluna de perfuração é movimentada por inteiro ou somente a ponta da coluna de perfuração é rotacionada. Neste segundo caso, a rotação da ponta da coluna se dá através de um motor hidráulico localizado próximo à broca de perfuração. Como vantagem, além de permitir atividades mais eficientes, a utilização de motores hidráulicos possibilitam a perfuração de poços direcionais com maior precisão de desvio. Assim, com o passar dos anos, com o desenvolvimento de novas tecnologias, a exploração e produção (E&P) de petróleo tornou-se mais eficiente e barata, difundindo-se entre países e exigindo cada vez mais regras, limites de produção, bem como modelos de E&P minimamente estabelecidos (YERGIN, 1992; THOMAS, 2001).

O petróleo, aos poucos, foi se tornando a principal fonte de energia da sociedade moderna. Por ser um recurso natural geograficamente mal distribuído passou a ser um objeto de disputa não só econômico, mas também político, passando a exercer forte importância no comércio internacional (YERGIN, 1992). Com o aumento constante da demanda energética, a busca por petróleo passou a compreender cada vez mais localidades não usuais, em águas profundas, águas ultraprofundas e regiões com perfis geológicos mais complexos, como é o caso atual do pré-sal no Brasil. Na Figura 1.1 pode ser observada a evolução de exploração em profundidade de lâminas d'água nas atividades realizadas no Brasil.



Fonte: LEAL, 2003; modificado com dados de ESCOBAR 2007.

Figura 1.1 - Evolução da exploração petrolífera no Brasil.

## 1.2 CENÁRIO ATUAL DO PETRÓLEO NO BRASIL

A necessidade de atender a demanda do petróleo motiva cada vez mais sua busca em regiões com diferentes características. Em condições limite se mencionam prospecções em alto mar, nas quais o leito marinho se encontra de 2.000 m a 3.000 m abaixo do nível do mar. A extração de petróleo de reservatório localiza-se, cada vez mais, em maiores profundidades. (LEFFLER, 2003).

Projeções da Agência Internacional de Energia (AIE ou *International Energy Agency – IEA*), para 2030, revelam um aumento no consumo diário de petróleo de 34 milhões de barris, passando dos atuais 86 milhões de barris de petróleo por dia (Mbpd) para 120 Mbpd (IEA, 2010). O Brasil, com uma produção estimada em 2,2 Mbpd para o final do ano de 2010, e com suas novas reservas recém descobertas, destacando as reservas do pré-sal, tem grande importância neste contexto. Projeções para a produção de petróleo no Brasil revelam que o país poderá produzir 3,6 Mbpd em 2014 e um total de 6 Mbpd em meados de 2030, caso as projeções se façam verdade (PETROBRAS, 2009). Este crescimento da produção no Brasil representa, aproximadamente, 11% do aumento da demanda mundial de petróleo neste período.

Dentre as reservas responsáveis por este crescente aumento da produção nacional, ganham destaque as reservas do pré-sal brasileiro. Graças ao seu potencial, as reservas brasileiras têm marcado um momento importante para a indústria do petróleo no Brasil e sua relação com o mundo. Com as primeiras informações publicadas em referência à região do pré-sal, muitas empresas voltaram sua atenção para o setor energético brasileiro, contribuindo para um aumento significativo das atividades desta indústria no país.

Neste momento, apesar de já oferecer possibilidades de mercado, tanto para criação, quanto para instalação de empresas em solo nacional, ainda se faz necessário maiores desenvolvimentos na E&P dos hidrocarbonetos em regiões salinas para que as perspectivas se façam verdade, impondo superar alguns desafios tecnológicos e econômicos (ALMEIDA, 2010). Como exemplo, espera-se o investimento de US\$ 224 bilhões nos planos de negócios da Petrobras até 2014, dos quais US\$ 108 bilhões estão previstos para projetos de E&P no Brasil, e US\$ 33 bilhões especificamente para atividades do pré-sal (PETROBRAS 2010).

No campo tecnológico, existem barreiras associadas às características das atividades de E&P nessa região. Além de apresentar um alto teor de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S), as reservas estão presentes, em sua maior abundância, em localidades de águas ultraprofundas, de alta temperatura e alta pressão (*high temperature and high pressure - HTHP*), e abaixo de uma espessa camada de sal. Com uma espessura de aproximadamente 2 km, este tipo de formação geológica apresenta particularidades em suas propriedades, fazendo necessário um planejamento de E&P mais cauteloso e robusto. Exige-se para tanto, desde mão de obra capacitada até tecnologias de ponta, como sistemas de monitoramento em tempo real e de minimização de vibração local, sistemas de perfuração, de fluidos e de cimentação específicos para este fim, dutos de alta resistência, etc.

### 1.3 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é estudar a exploração de petróleo nas camadas do pré-sal, no Brasil, identificando suas principais características e o impacto das tecnologias empregadas.

Este trabalho tem como objetivos específicos:

- Analisar o cenário energético brasileiro e mundial, contextualizando o pré-sal;
- Estudar as técnicas utilizadas e as novas tecnologias que podem ser adotadas em regiões onde existem camadas de sal;
- Analisar dados da exploração de um campo que compreende o pré-sal e águas ultra-profundas, e
- Sugerir eventuais alternativas às técnicas utilizadas, em específico para a perfuração da camada de sal.

## 1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é estruturado em seis capítulos, sendo assim distribuídos:

No presente capítulo (introdução) são abordados assuntos relevantes para o desenvolvimento da dissertação, especificando a estrutura, objetivo e uma breve contextualização do tema e sua relevância.

O capítulo dois apresenta o cenário energético e petrolífero mundial e brasileiro, ressaltando a importância do pré-sal neste contexto.

O capítulo três apresenta uma revisão bibliográfica de assuntos pertinentes ao campo da exploração, bem como aos fundamentos tecnológicos em atividades *upstream*, considerando a presença de camadas salinas.

No capítulo quatro é apresentada uma descrição do cenário brasileiro e da indústria do petróleo no pré-sal, os planos de exploração, assim como as técnicas que vêm sendo empregadas.

O capítulo cinco, foco principal da dissertação, apresenta análises da exploração de petróleo em uma região específica do pré-sal brasileiro, enfatizando as características destas atividades na presença de camadas de sal. Como estudo de caso, serão apresentadas interpretações e observações com base em relatórios de exploração da região de Carioca (bloco BM-S-09), relatando as atividades do poço 1-SPS-50 (1-BRSA-491-SPS).

No capítulo seis é apresentada uma consolidação de resultados e perspectivas para trabalhos futuros.

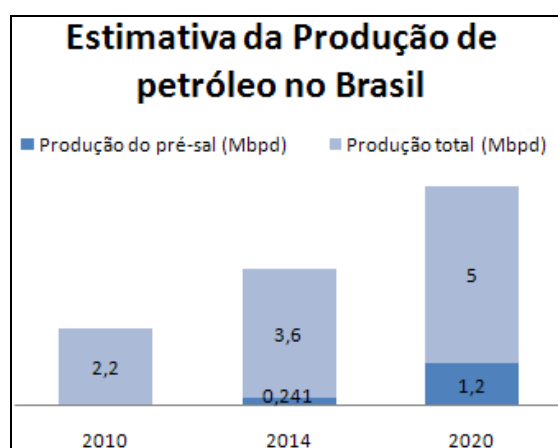


## 2 CENÁRIO ENERGÉTICO E PETROLÍFERO MUNDIAL

Neste capítulo serão abordadas as características atuais e as tendências no Brasil e no mundo, para a demanda energética e petrolífera, destacando a importância e o reflexo das atividades de E&P do pré-sal brasileiro neste cenário.

### 2.1 SITUAÇÃO E PERSPECTIVAS DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

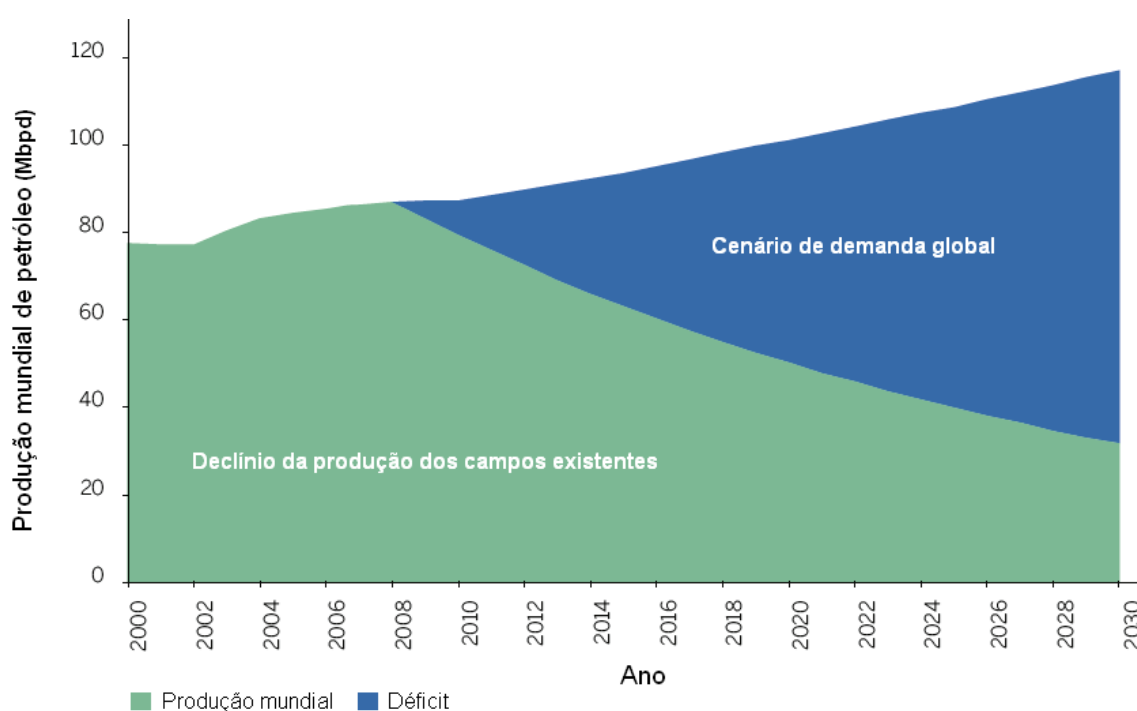
Embora o desenvolvimento mundial sinalize uma expansão do papel das fontes energéticas alternativas e renováveis, o petróleo continuará exercendo sua importância na matriz energética mundial. Através de estudos realizados pela AIE, estima-se de 2006 para 2030, um crescimento de aproximadamente 45% na demanda mundial. Dados apresentados mostram também que o petróleo terá um decréscimo como fonte de energia primária, variando de 34% para 30% neste cenário, e de 36% para 27% no Brasil. Independentemente, deverá ocorrer um crescimento do consumo de petróleo no mundo, devido ao aumento na demanda energética mundial (IEA, 2010). No cenário atual, estima-se um acréscimo no consumo global de petróleo, registrando um incremento dos 86 Mbpd para cerca de 106 Mbpd em 2020, e 120 Mbpd em 2030 (SZKLO et. al., 2005). No Brasil, espera-se um incremento da produção de petróleo, dos atuais 2,2 Mbpd para aproximadamente 3,6 Mbpd em 2014 (do pré-sal: 241.000 bpd), 5,0 Mbpd em 2020 (do pré-sal: 1,2 Mbpd) e 6 Mbpd projetada para meados de 2030 (Figura 2.1) (PETROBRAS, 2009; PETROBRAS, 2010)



Fonte: PETROBRAS, 2010.

Figura 2.1 - Estimativa da produção de petróleo no Brasil.

No cenário global, verifica-se uma produção de petróleo de 80 Mbpd para 2010, projetando-se para 2030, aproximadamente 31 Mbpd, o que representa um declínio de aproximadamente 61% na produção. Nessas condições, deverá haver um déficit de 89 Mbpd neste balanço energético para o final da próxima década (IEA, 2010). Esta diferença, consequência do aumento do consumo e do declínio da produção, deverá ser suprida tanto pela melhoria do fator de recuperação dos campos de hidrocarbonetos existentes, quanto pela incorporação de novas descobertas, ou seja, pela incorporação de novas reservas. Na Figura 2.2, pode-se observar um declínio natural na produção dos campos existentes, com uma taxa de aproximadamente 6% ao ano (PETROBRAS, 2009).

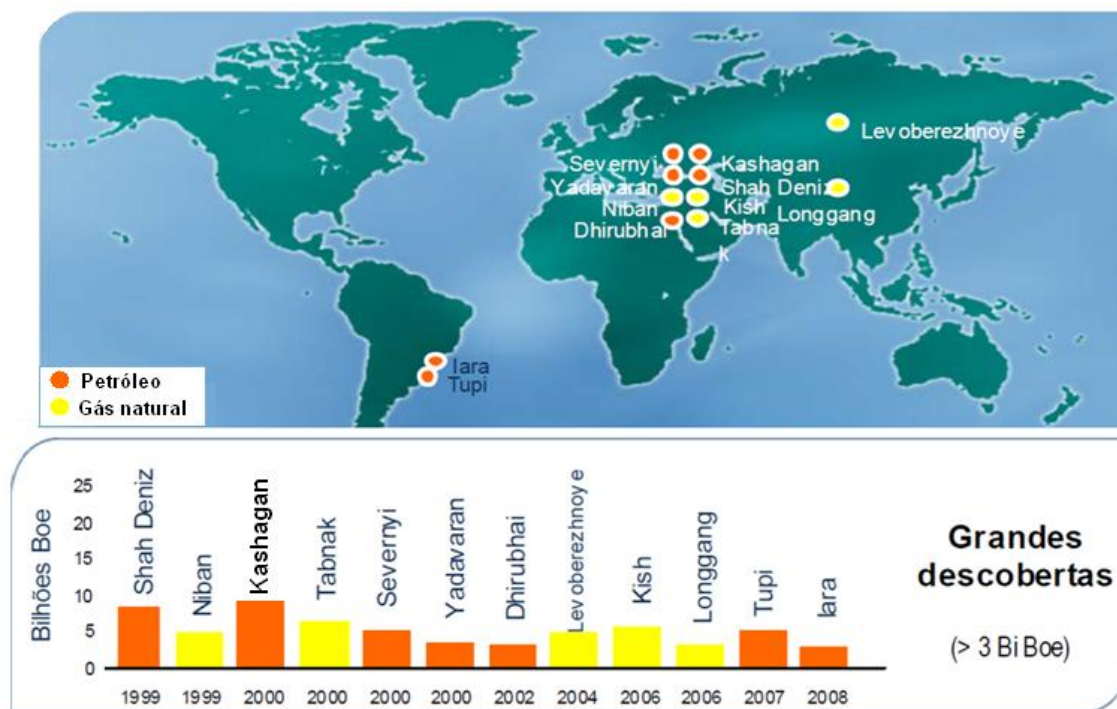


Fonte: PETROBRAS, 2009; apud IEA, 2009.

Figura 2.2 - Demanda e produção global de petróleo.

Através do desenvolvimento de novas tecnologias e do emprego de novas técnicas, vem sendo possível descobrir reservas com capacidades consideráveis e com volumes capazes de compensar esta demanda prevista. Assim, em virtude da crescente necessidade energética mundial, tem-se a relevância da descoberta do pré-sal, não somente para o Brasil, mas também no âmbito internacional. Isso pode ser verificado pelas reservas dos campos de Tupi (5 a 8 bilhões de barris de óleo equivalente, Bboe), Iara (3 a 4 Bboe) e Guará (1 a 2 Bboe), equiparando-se a Kashagan, campo com potencial comercial de aproximadamente 9 Bboe, descoberto em Cazaquistão, no ano de

2000 (PETROBRAS, 2009). A Figura 2.3 sumariza as maiores descobertas nos últimos onze anos, para potenciais superiores a 3 Bboe. Os campos de Tupi e Iara estão localizados no bloco BM-S-11, e o campo de Guará no bloco BM-S-09, na bacia de Santos.



Fonte: GABRIELLI, 2009; modificado por NASCIMENTO, 2010.

Figura 2.3 - Grandes descobertas de petróleo realizadas nos últimos onze anos.

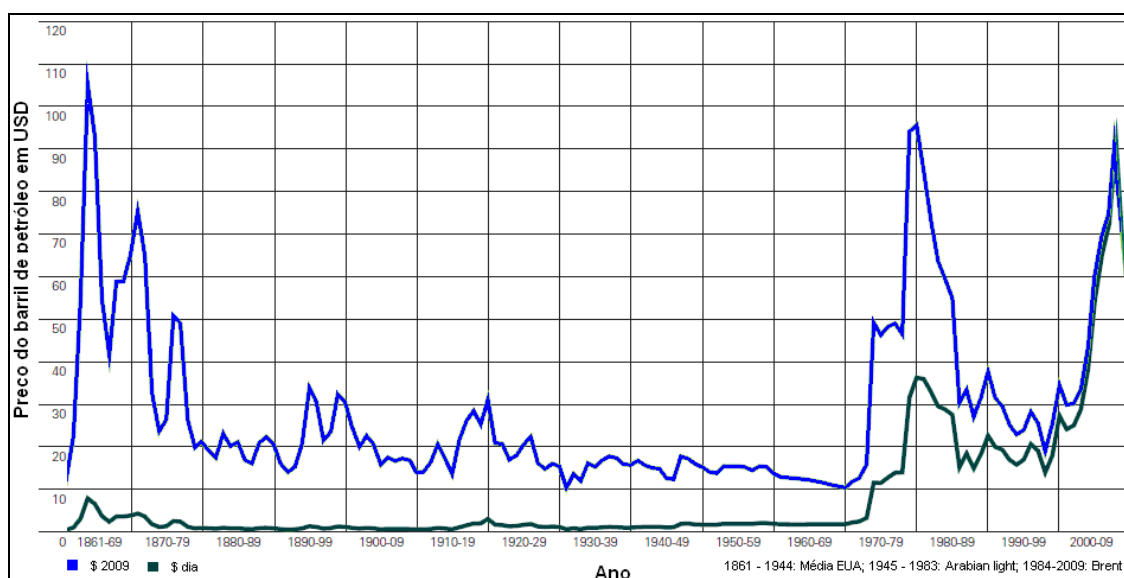
## 2.2 DISTRIBUIÇÃO DAS RESERVAS MUNDIAIS

O acesso às reservas de petróleo é uma das principais causas de crises, conflitos e guerras internacionais, e é este cenário, de divergência de interesses e necessidades, que promove uma divisão entre países consumidores e produtores de petróleo.

Até o presente momento, 2010, as reservas mundiais de petróleo estão distribuídas, sendo 75% das reservas pertencente à Organização dos Países Exportadores de Petróleo - OPEP (ou *Organization of the Petroleum Exporting Countries* - OPEC). Destes, 65% ou 1,26 trilhões de barris de óleo equivalente (Tboe) pertencem à Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait, Emirados Árabes Unidos e Venezuela, enquanto que os 10% restantes pertencem à Líbia, Nigéria, Argélia, Angola, Qatar e Equador; Rússia, Cazaquistão e Azerbaijão detêm aproximadamente 10% das reservas; 7% pertencem a países da Organização

para Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OCDE (ou *Organisation for Economic Co-operation and Development – OECD*), composta por Reino Unido, Estados Unidos (EUA), Canadá e Noruega. O restante, aproximadamente 8%, encontra-se espalhado pelo mundo, incluindo, dentre outros países, o Brasil e o México (PETROBRAS, 2009).

Os Estados Unidos, maior consumidor mundial de petróleo, apresenta produção em declínio, assim como Canadá, Grã-Bretanha e Noruega, e têm a necessidade de importar em torno de 13 Mbpd de petróleo. Considerando o preço do barril em 17 de agosto de 2010, no valor de US\$ 72, tem-se um correspondente dispêndio da ordem de aproximadamente US\$ 1 bilhão por dia, somente para aquisição do petróleo. Na Figura 2.4, podem ser visualizados os preços do barril de petróleo de 1861 a 2009, com uma curva em azul para moeda de 2009 e em verde para moeda do dia (BP, 2010; OPEC, 2010).

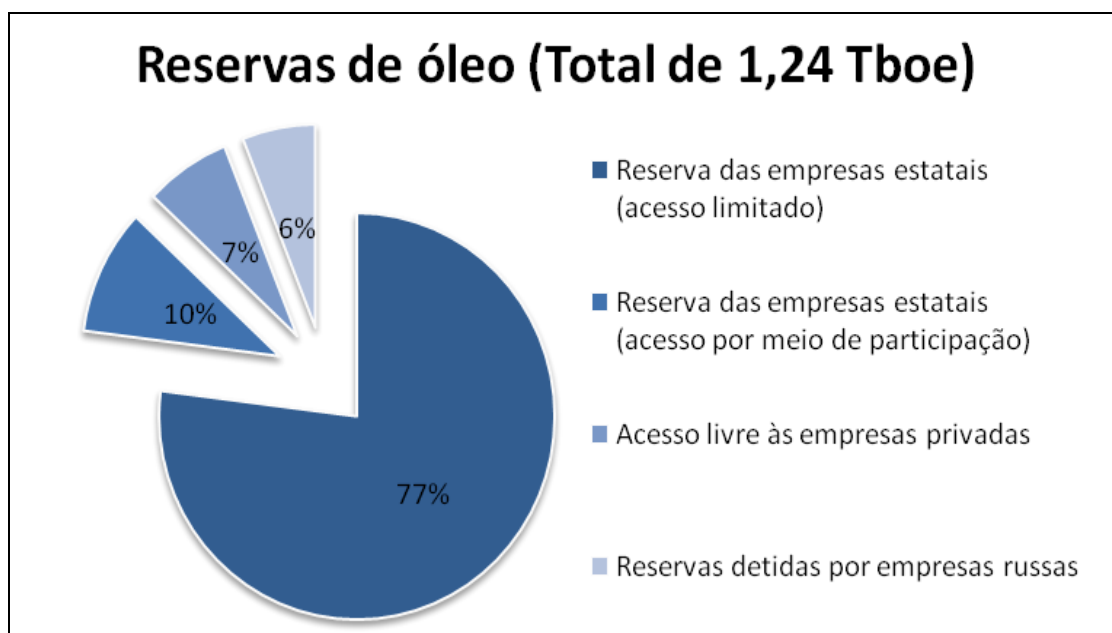


Fonte: BP, 2010.

Figura 2.4 - Variação do preço do barril de petróleo, *Brent*, de 1861 a 2009.

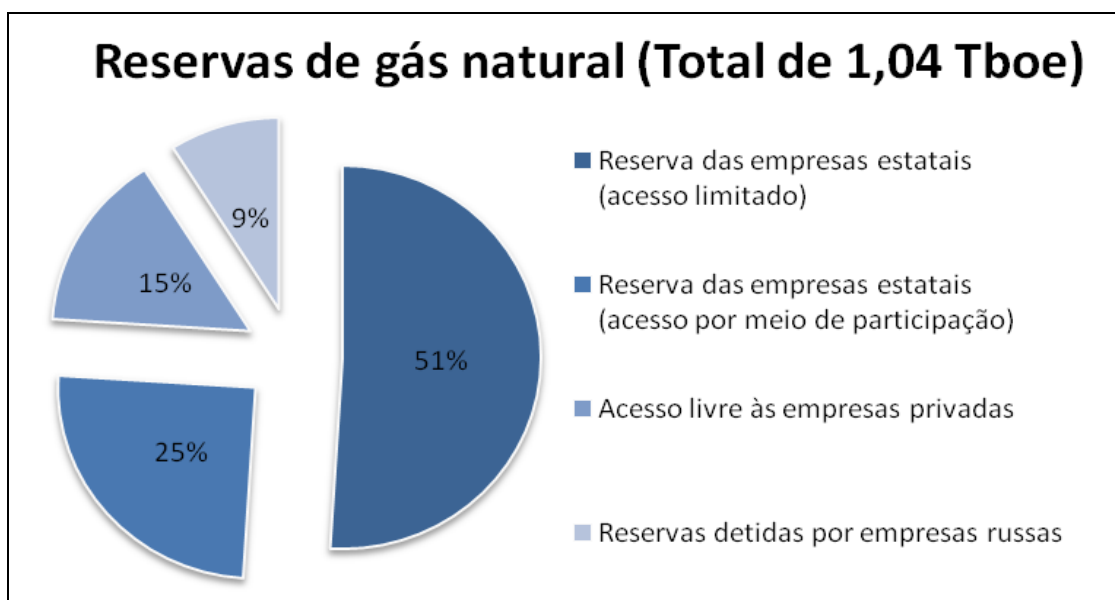
A China, embora apresente uma produção de petróleo da ordem de 3,8 Mbpd, devido a um consumo superior a 8,3 Mbpd, importa cerca de 4,5 Mbpd. Outros países consumidores, como Japão (4,8 Mbpd), Alemanha (2,5 Mbpd), Coréia do Sul (2,3 Mbpd), França (1,9 Mbpd) e Itália (1,7 Mbpd), produzem volumes pouco expressivos, sendo dependentes de importações. Já a Rússia, possui uma produção de 9,8 Mbpd, e um consumo de 2,8 Mbpd, exportando em torno de 7,0 Mbpd (PETROBRAS, 2009).

Nas Figuras 2.5 e 2.6, é mostrada a distribuição do domínio da propriedade das reservas mundiais, compreendendo companhias petrolíferas privadas e empresas estatais.



Fonte: PETROBRAS, 2009.

Figura 2.5 - Distribuição das propriedades das reservas mundiais de óleo.



Fonte: PETROBRAS, 2009.

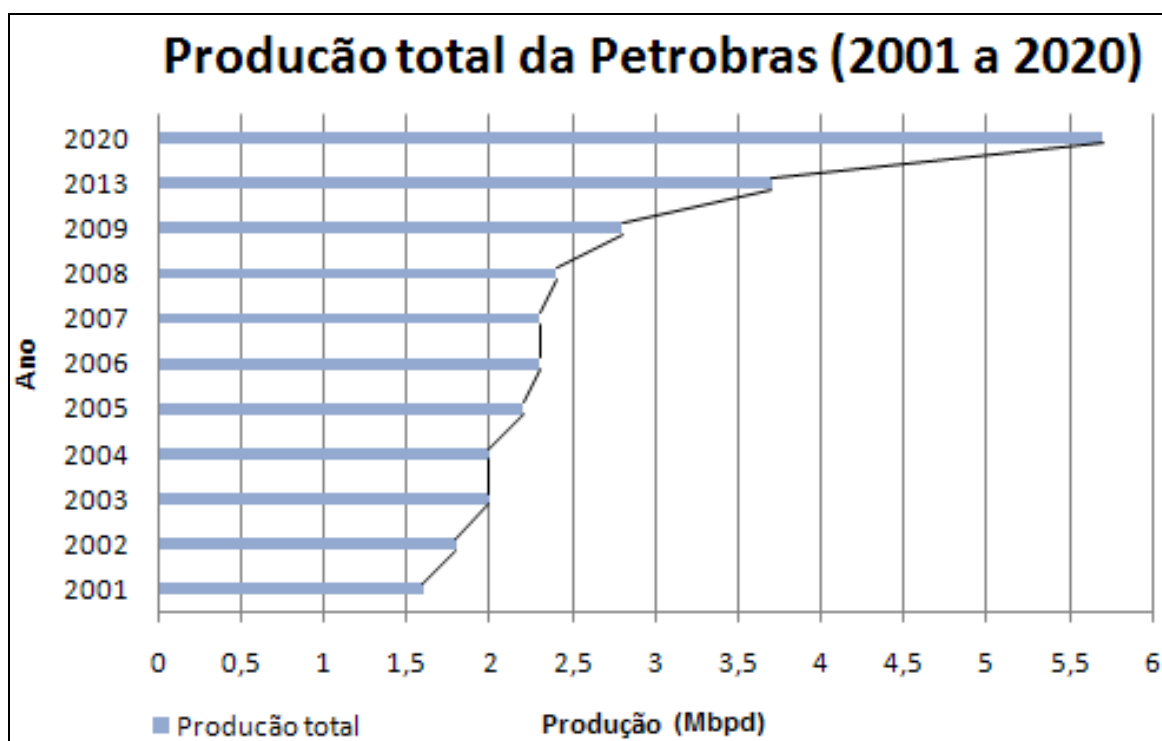
Figura 2.6 - Distribuição das propriedades das reservas mundiais de gás natural.

## 2.3 A IMPORTÂNCIA DO PRÉ-SAL PARA O BRASIL

As novas descobertas do pré-sal devem servir como impulso para o desenvolvimento nacional. Com estas descobertas, o país deverá continuar auto-suficiente por muitos anos e, futuramente, poderá ser um importante ator no cenário mundial, como exportador de petróleo bruto e de seus derivados.

### 2.3.1 Impacto no mercado e no parque industrial nacional

As reservas do pré-sal ainda não são precisamente conhecidas em sua totalidade, mas estima-se que com as descobertas de Tupi, Iara, Guará e Jubarte, o Brasil poderá dobrar a produção nacional, saltando de 2,2 Mbpd (2010) para 5,0 Mbpd até 2020 e para aproximadamente 6 Mbpd até meados de 2030. Na Figura 2.7, destaca-se a projeção da produção total da Petrobras até 2020. A taxa de crescimento da produção anual da Petrobras foi de 5,5% ao ano para o período de 2001 a 2008, esperando-se uma taxa de aumento para 7,5% ao ano depois de incluídas as reservas do pré-sal (PETROBRAS, 2009).



Fonte: PETROBRAS, 2009.

Figura 2.7 - Relato de produção total da Petrobras desde 2001 e projeções de produção para 2020.

Estas novas descobertas podem proporcionar ao Brasil algumas vantagens como: segurança energética, com a garantia da manutenção da auto-suficiência petrolífera; expansão do parque industrial e engenharia brasileira, com aumento das encomendas de equipamentos e serviços; acúmulo de reservas, o que auxiliará a sustentabilidade do crescimento econômico; criação e desenvolvimento de tecnologia de ponta, englobando equipamentos para E&P *offshore*; produção de gás natural em larga escala; possibilidade futura de exportação de gás natural liquefeito (GNL); possibilidade de tornar-se um dos dez maiores produtores mundiais de petróleo e aumento da importância econômica e energética no cenário mundial (PETROBRAS, 2010).

Todas as expectativas relacionadas com o pré-sal estão vinculadas a investimentos elevados, limitando a possibilidade e velocidade de desenvolvimento das atividades destes campos. As projeções para 2014 revelam investimentos para o pré-sal, por parte da Petrobras, de US\$ 33 bilhões (14,7% do investimento total no período), sendo deste valor, 18,6 bilhões especificamente para a bacia de Santos, compreendendo aproximadamente 56% dos investimentos no pré-sal, neste período (PETROBRAS, 2009; PETROBRAS, 2010).

Dos campos descobertos e provados no pré-sal, o campos de Tupi (bacia de Santos) se encontra em fase de teste de longa duração (TLD) e o de Jubarte (bacia de Campos), já produz desde 2008. A fase de teste do campo de Tupi, a qual foi iniciada em maio de 2009, será realizada até o final de 2010, dando início então ao seu projeto piloto de produção. Esta fase de teste permite a aquisição de informações e análises do comportamento dos reservatórios nas camadas pré-sal. A produção atual é de aproximadamente 14.000 bpd, através do navio-plataforma *floating production storage and offloading* (FPSO) BW Cidade de São Vicente, da empresa BW Offshore. Com o projeto piloto, em 2012, Tupi deverá produzir em média 100.000 bpd. Para possibilitar os testes e produção mencionada, demandam-se muitos equipamentos, sondas, plataformas, navios, etc. Isto tende a impulsionar a indústria, bem como a engenharia brasileira, incentivando uma capacitação para o setor (PETROBRAS, 2009; PETROBRAS, 2010).

Outro assunto relevante para o Brasil é possibilidade futura de se integrar à OPEP, independente das controvérsias apresentadas em relação ao impacto positivo ou negativo que possa gerar. Sediada na cidade de Viena,

Áustria, e criada em 14 de setembro de 1960, é uma organização composta por países que não só possuem uma considerável produção de petróleo, mas também se classificam como potenciais exportadores, tendo como função o controle do preço e do volume de produção mundial de petróleo. Atualmente os doze países membros (Angola, Argélia, Líbia, Nigéria, Venezuela, Equador, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Irã, Iraque, Kuwait e Qatar) somam uma produção anual de aproximadamente 30 Mbpd, representando 35% da produção mundial de petróleo (aproximadamente 80 Mbpd, 2010) (QABAZARD, 2010).

### 2.3.2 Alterações do marco regulatório

Definido como conjunto de leis, normas e diretrizes que regula as atividades relacionadas ao setor e que cria organismos e processos de fiscalização e controle dessas atividades, o marco regulatório no setor petrolífero caracteriza-se principalmente em três sistemas, o de concessão, partilha de produção e prestação de serviços. Neste contexto, as descobertas do pré-sal deram motivo, para discussões sobre o marco regulatório, cuja escolha, normalmente, está vinculada com necessidades particulares de cada país.

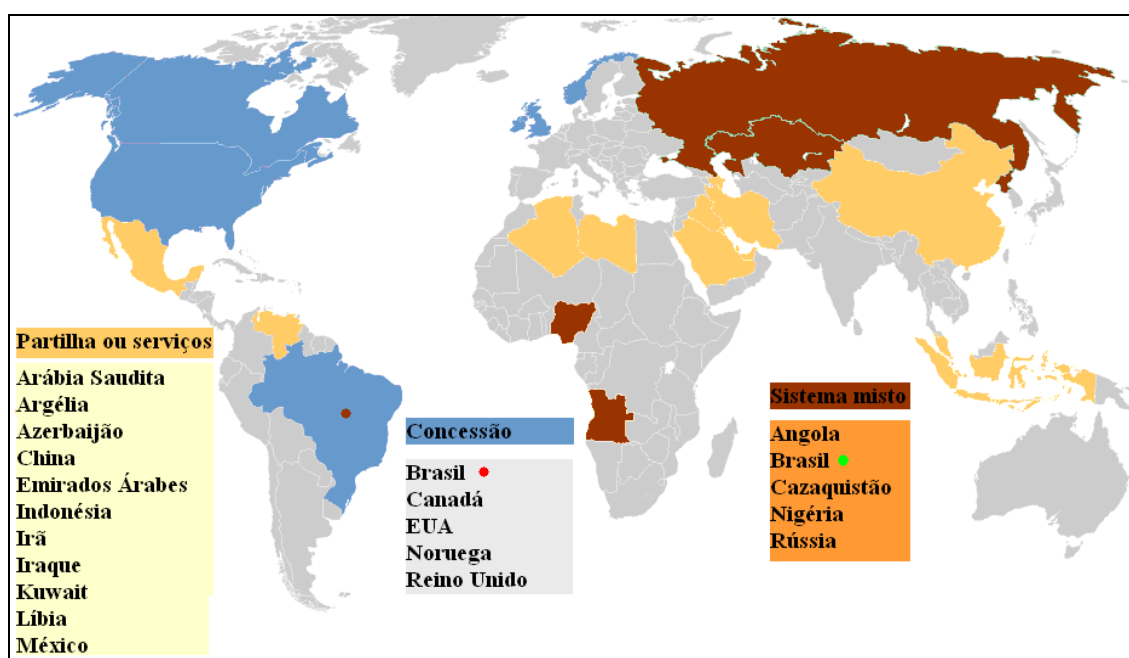
O sistema de concessão costuma ser utilizado por países com riscos exploratórios. Neste modelo, as atividades são realizadas pelo concessionário, não havendo interferência ou maior controle dos governos nos projetos de E&P, respeitando sempre a regulação vigente. Havendo uma descoberta, o petróleo a ser extraído passa a pertencer aos concessionários, no entanto, somente após o pagamento de *royalties* e outras participações governamentais (IBP, 2010).

O sistema de partilha costuma ser usado por países com reservas que compreendem baixo risco exploratório. Nestes contratos, a companhia ou consórcio é responsável por executar as atividades e assume o risco. Em caso de sucesso, a produção é repartida entre o governo e a empresa ou consórcio, sendo que os investimentos são ressarcidos em espécie, com o petróleo produzido (IBP, 2010).



No sistema de prestação de serviços, uma empresa é contratada para realizar as atividades de exploração e produção e tem seus serviços pagos segundo regras previamente definidas. Neste modelo, toda a produção é normalmente de propriedade da União (IBP, 2010).

Na Figura 2.8 pode-se observar a distribuição do tipo de sistema regulatório utilizado em alguns países. Em destaque, é colocado o Brasil, o qual deverá entrar no sistema misto, passando a participar do sistema de concessão e de partilha de produção.

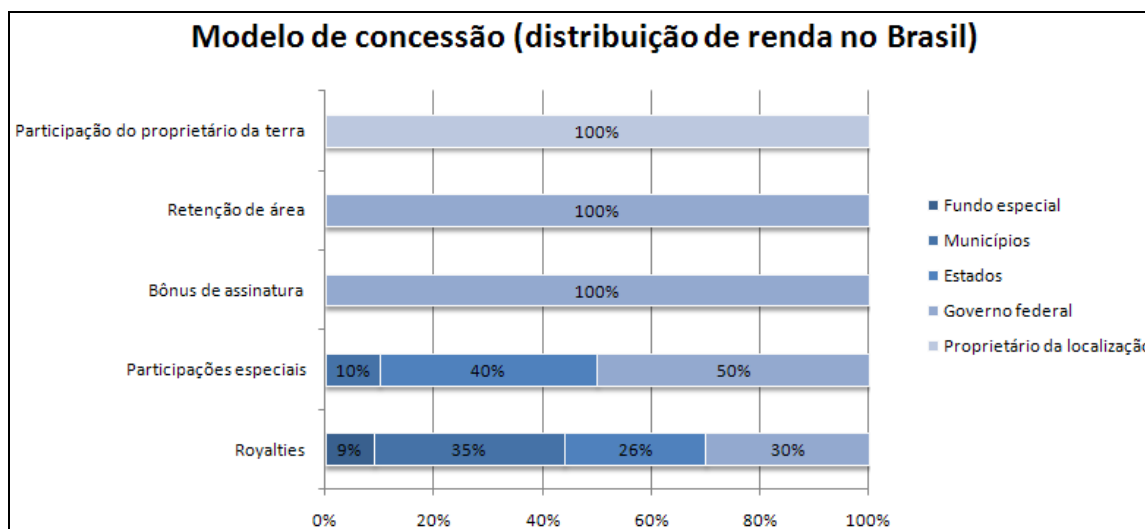


Fonte: PETROBRAS, 2009; FREIRE, 2009; modificado por NASCIMENTO, 2010.

Figura 2.8 - Distribuição de sistema regulatório para alguns países, destacando o Brasil.

Atualmente, as atividades de E&P no Brasil são regidas pela Lei Federal 9.478/97, adotando o sistema de concessão. Assim, para permitir as atividades de E&P, a ANP promove leilões públicos através das rodadas de licitação, abertas a empresas públicas e privadas, visando a assinatura de contratos de concessão. No sistema adotado atualmente, vence a empresa ou consórcio que obtiver a maior pontuação em três fatores: a) bônus de assinatura (valor em dinheiro ofertado à União pelo direito de assinar um contrato de concessão), b) índice de nacionalização das compras de equipamentos e serviços para as atividades a serem realizadas, e c) tempo mínimo estimado para desenvolvimento do campo. Desde 1999, foi concedido um total de 500 blocos exploratórios através das rodadas de licitação (BRASIL, 1997; ANP,

2009). As participações governamentais previstas neste modelo para o Brasil podem ser visualizadas na Figura 2.9.



Fonte: PETROBRAS, 2009.

Figura 2.9 - Distribuição de renda prevista no modelo de concessão.

Na época em que se criou esta legislação que regula o setor petrolífero no Brasil, em 1977, o preço do barril de petróleo estava a um valor baixo, em torno de US\$ 20, conforme se verificou na Figura 2.4, e os blocos exploratórios apresentavam riscos e perspectivas de baixa rentabilidade. Muitos outros fatores, como também estes apresentados, influenciaram para que, na década de 70, ainda como país importador de petróleo, fosse adotado o sistema de concessão. Mas hoje o cenário é um pouco diferente; o Brasil é auto-suficiente com relação ao petróleo, o preço do barril esteve nos últimos tempos com um valor considerável, com uma média de aproximadamente US\$ 70 o barril (2009) e as reservas do pré-sal, conforme testes realizados, garantem uma exploração com um risco não muito elevado. Estes fatos, bem como imposições da Petrobras, tiveram influência para que o governo brasileiro propusesse em 2009 uma mudança no marco regulatório, a qual terá validação somente para regiões do pré-sal ainda não licitadas e para áreas estratégicas, a serem definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Essas mudanças abrangem a alteração do sistema de concessão para o sistema de partilha, além da criação de uma nova estatal denominada Pré-Sal Petróleo SA (Lei Federal 12.304/2010). A formação de um Fundo Social e a determinação de cessão onerosa à Petrobras (situação em que 100% dos direitos de exploração do bloco são destinados à Petrobras), também fazem parte destas mudanças (PETROBRAS, 2009; BRASIL, 2010).

Com este novo sistema regulatório, de partilha de produção, a União poderá celebrar contratos de duas maneiras, concedendo 100% à Petrobras ou através de licitações. No caso de licitação, a Petrobras será operadora e detentora de 30% do bloco. Caso queira aumentar sua participação, a estatal deverá concorrer normalmente com as outras companhias (PETROBRAS, 2009).

Ainda há muitas controvérsias a respeito da alteração do marco regulatório. Enquanto alguns acreditam que a alteração beneficiará o Brasil e a sociedade brasileira, outros acreditam ser uma decisão precipitada, não havendo a necessidade de uma alteração de maneira súbita.

### 3 TECNOLOGIA DE EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA

Neste capítulo será abordado o processo de exploração petrolífera, e como suas atividades são realizadas, fazendo também uma abordagem geral sobre a formação e produção do petróleo. Serão analisadas tanto as implicações em se explorar próximos de camadas de sal, como as atividades de exploração realizadas no Golfo do México.

#### 3.1 CONCEITOS BÁSICOS

Dividida em duas grandes áreas, as prospecções realizadas em terra são denominadas de *onshore* e as realizadas em águas, mares e oceanos, de atividades *offshore*. No caso do pré-sal brasileiro, a região que concentra as reservas de maior volume, denominada de *cluster* do pré-sal, na bacia de Santos, está localizada em alto mar (*offshore*), atingindo profundidades que podem chegar a 7.000 m do nível do mar, e distância média de 300 km da costa. (PETROBRAS, 2009). Independentemente do tipo, a prospecção define-se como uma investigação de regiões com interesse comercial, feita a partir de um estudo geológico e geofísico, com posteriores atividades de perfuração e produção limitada, cuja principal função é o teste de formação. As acumulações ocorrem em bacias sedimentares, e podem ser inferidas por meio de métodos indiretos e, confirmada ou não, por meio da perfuração de poços exploratórios. A ocorrência de petróleo depende da combinação de vários fatores que determinam os diferentes riscos exploratórios nas diversas bacias sedimentares, sendo que quanto mais informações forem providenciadas, menores podem ser os riscos envolvidos (LEFFLER et. al., 2003).

Quando a acumulação é confirmada, novos poços são perfurados, visando delimitar as jazidas e permitir a avaliação técnico-econômica da extração. Uma vez determinada a viabilidade econômica, é executado um projeto de desenvolvimento da produção, que requer investimentos adicionais na perfuração de poços produtores e na implantação de instalações industriais. Após a extração, o transporte em terra, se dá por oleodutos ou gasodutos, sendo respectivamente levado até as refinarias ou unidades de tratamento de gás e, a partir de então, comercializados e distribuídos. As despesas relacionadas com cada etapa variam, sendo que 10% a 20% do custo total é

gasto com a fase de exploração, 50% com o desenvolvimento e cerca de 30% a 40% com a produção e transporte (LEFFLER et. al., 2003).

A indústria petrolífera costuma utilizar uma terminologia para diferenciar essas fases que compreendem a exploração, produção e transporte (Tabela 3.1). O *upstream* é responsável pela exploração e produção, fase onde se concentra a maior parte dos riscos de investimentos; o *midstream* compreendendo o processo de transformação da matéria-prima (como por exemplo, o refino e o tratamento de gás natural) em produtos prontos (derivados) para uso específico (gasolina, diesel, querosene, etc.); e o *downstream*, inclui a parte de distribuição, revenda e comercialização destes derivados, como também a logística de transporte de produtos da refinaria ou das centrais de tratamento de gás natural até os locais de consumo (KIMURA, 2005). Atualmente, é no *downstream* que se concentra a maioria das grandes empresas brasileiras, muito embora se tenha perspectivas de expansão e já um aumento da participação nacional no *upstream*, incluindo grandes grupos privados. Como exemplo pode-se citar a mineradora Vale, e a nova empresa petrolífera OGX, recentemente fundada (2007) e que já possui uma considerável campanha exploratória nacional (OGX, 2010).

Tabela 3.1 - Divisão da cadeia de petróleo por terminologia utilizada.

<b>Divisão da cadeia do petróleo</b>		
<b><i>Upstream</i></b>	<b><i>Midstream</i></b>	<b><i>Downstream</i></b>
Exploração e produção	Processo de refino e tratamento de gás natural	Comercialização, distribuição e transporte de derivados.

Fonte: KIMURA, 2005.

Para todas estas operações, existem várias relações entre diferentes empresas, através de contratos de serviço, a fim de viabilizar a exploração e as atividades sequenciais. Por exemplo: sendo a Petrobras, BP, OGX, Repsoyl YPF, BG, Shell, Chevron, Exxon Mobil reconhecidas como operadoras de blocos, estas contratam empresas prestadoras de serviço, sendo exemplos a Weatherford International, Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes para realizar atividades de análise sísmica, análise geológica, atividade de perfilagem, atividade de perfuração, etc. Há empresas detentoras de plataformas, como por exemplo, a Pride International e a Transocean, as quais possuem como atividade principal o fornecimento de plataformas. Todas estas empresas são contratadas das operadoras somente para a realização daquela

atividade. Uma razão básica para isto é o fato dos equipamentos serem bastante caros e os serviços especializados.

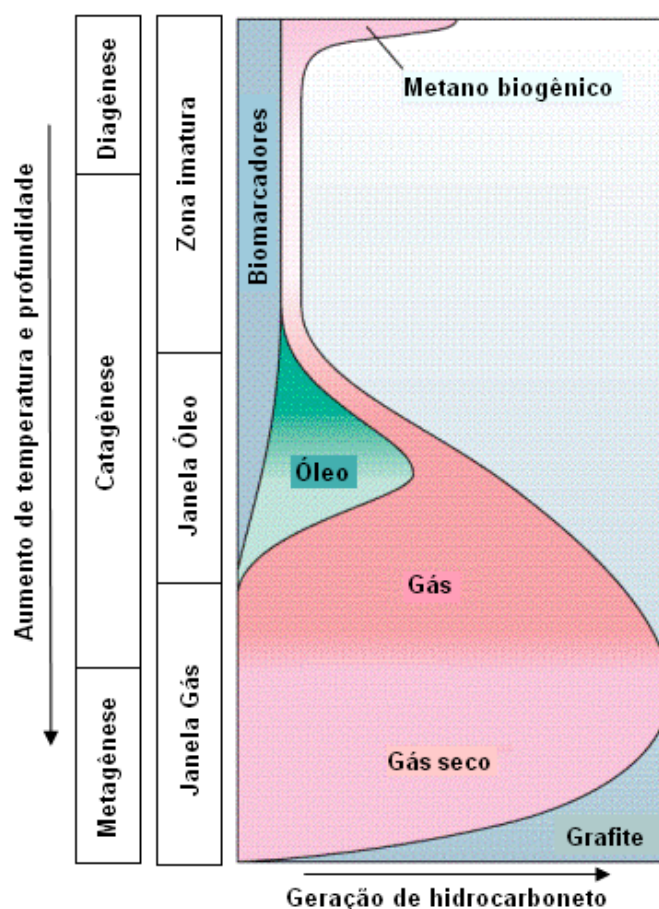
### 3.2 CONCEITOS GERAIS DE GEOLOGIA DO PETRÓLEO

Do ponto de vista físico-químico, o petróleo pode ser considerado como uma combinação de moléculas de carbono e hidrogênio, de origem orgânica, encontrado normalmente em bacias sedimentares, se apresentando na forma de óleo, gases e condensados. Sua formação ocorre no interior de rochas denominadas de geradoras, sendo os exemplos mais comuns os xistos (*shales*) e as rochas de calcário intactas (*unfractured limestones*). Estas rochas são compostas principalmente por sedimentos e matéria orgânica (plânctons, algas, etc.), os quais, através de processos de transformação, originam o petróleo (SACHSENHOFER, 2009).

Estas transformações acontecem em diferentes etapas e fases, sendo a primeira denominada de diagênese (degradação bioquímica da matéria orgânica pela atividade de microorganismos, a qual ocorre a baixas profundidades e temperaturas, normalmente até 1.000 m e 50 °C respectivamente) (Figura 3.1). Como resultado tem-se a formação do querogênio, definido como a fração insolúvel da matéria orgânica presente nas rochas sedimentares, responsável pela formação dos hidrocarbonetos. Durante o processo de formação do petróleo, o querogênio sofre uma série de mudanças responsáveis por definir a sua qualidade (AHMED, 2000; PGT, 2004; SACHSENHOFER, 2009).

Com o tempo e a evolução dos processos geológicos, verifica-se a ocorrência de subsidências, caracterizada como submersão de determinadas superfícies terrestres. Ocorrência causada normalmente por atividades tectônicas e movimentação de fluidos, neste processo, a superfície se movimenta para baixo do nível do mar, sendo então sobreposta pelas formações adjacentes. Desta maneira, na bacia sedimentar, o querogênio é soterrado a maiores profundidades, se associando às rochas geradoras. Sendo submetido a um processo de adaptação às novas pressões e temperaturas locais, o querogênio passa por uma série de transformações, produzindo diferentes compostos como dióxido de carbono, água, gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S), hidrocarbonetos (C<sub>m</sub>H<sub>n</sub>), etc. Sequencialmente, passa-se para o processo de catagênese, onde o querogênio é submetido a temperaturas da ordem de 50 a 150 °C, resultando na formação sucessiva de óleo, condensado

(hidrocarboneto existente na forma de vapor nos reservatórios) e gás úmido (mistura de hidrocarbonetos e outros gases, normalmente com uma alta concentração de  $C_{5+}H_n$ ). Na fase seguinte tem-se a metagênese, fase em que os compostos até o momento gerados e acumulados são submetidos a temperaturas ainda maiores, 150 a 200 °C, gerando então o chamado gás seco (composto gasoso com alta concentração de metano,  $CH_4$ ) e um resíduo carbonoso (HAWKINS et. al., 1991; AHMED, 2000; PGT, 2004; SACHSENHOFER, 2009).



Fonte: SACHSENHOFER, 2009.

Figura 3.1 - Esquema das etapas de transformação da matéria orgânica e geração do petróleo relacionado com a profundidade.

Com estas tantas reações, seguidas do processo de progressiva compactação mineral e expansão volumétrica das rochas, tem-se um considerável aumento da pressão entre a rocha geradora e as camadas adjacentes, favorecendo a formação de microfaturas, processo responsável por permitir a expulsão do petróleo da rocha geradora, e geologicamente denominado de migração primária (Figura 3.2). Seqüencialmente, denominada de migração secundária, tem-se o

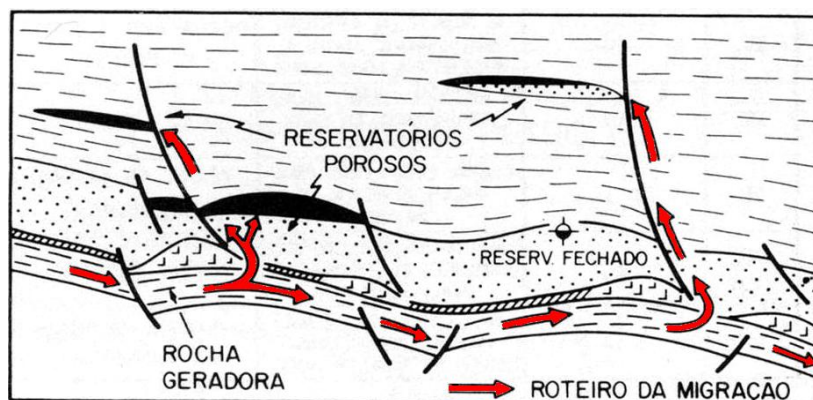
deslocamento do petróleo da rocha geradora para as rochas reservatório (também conhecidas como rochas acumuladoras). Estas últimas são conhecidas por possuírem uma boa porosidade (relação entre o volume de vazios e o volume total de um corpo), necessária para permitir o influxo do fluido migrante, sendo então o local final de armazenamento do petróleo. Na Equação 3.1 é mostrada a equação para o cálculo da porosidade (SACHSENHOFER, 2009).

Equação da porosidade:

$$\Phi = \frac{V_v}{V_v + V_s} \cdot 100 \quad (3.1)$$

- $\Phi$  → porosidade;  
 $V_v$  → volume de vazio (m<sup>3</sup>);  
 $V_s$  → volume dos sólidos (m<sup>3</sup>).

São exemplos comuns de rochas reservatório os arenitos (*sandstones*), e os carbonatos (*carbonates*), possuindo como porosidade variações de 0,5 % a 35 % e de 8 % a 60 % respectivamente (LERCHE et. al., 1995). No caso da bacia de Santos, na região de Carioca (bloco BM-S-09), o reservatório do pré-sal é formado por carbonatos do tipo calcário microbial (caráter heterogêneo) (HAWKINS et. al., 1991; BDEP, 2007; SOMBRA, 2010).



Fonte: HAWKINS et. al., 1991.

Figura 3.2 - Esquema da migração do petróleo da rocha geradora para potenciais rochas reservatório.

Uma vez que as rochas reservatório devem possuir uma considerável porosidade, estas poderiam permitir a contínua migração do petróleo gerado



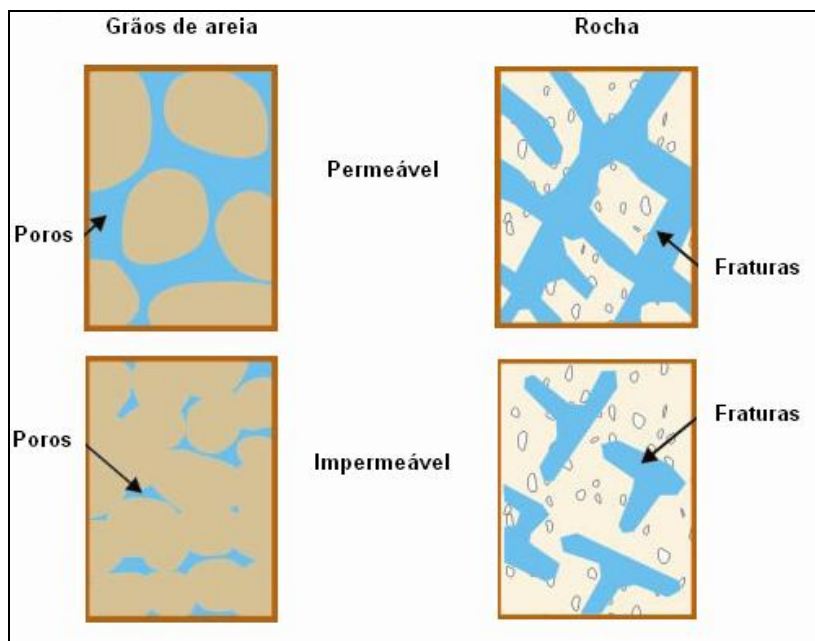
para formações adjacentes. É neste momento que se verifica a importância das rochas selantes (*seal rock*) ou rochas de cobertura/capeadora (*cap rock*). Localizadas sobrepostas às rochas reservatório, possuem baixa permeabilidade (capacidade de um corpo de permitir a passagem de um fluido através de si), impedindo que o petróleo continue a migrar (SACHSENHOFER, 2009). Na Equação 3.2 é mostrada a equação da permeabilidade, a qual pode ser obtida através do reagrupamento das variáveis que compõem a lei de Darcy.

Equação da permeabilidade:

$$k = u \cdot \frac{\mu \Delta x}{\Delta P} \quad (3.2)$$

- $k$  → permeabilidade ( $m^2 \approx 10^{12} \cdot D$ );
- $u$  → velocidade superficial através do meio poroso (m/s);
- $\mu$  → viscosidade dinâmica (Pa.s);
- $\Delta P$  → diferença de pressão aplicada (Pa);
- $\Delta x$  → espessura do meio poroso (m).

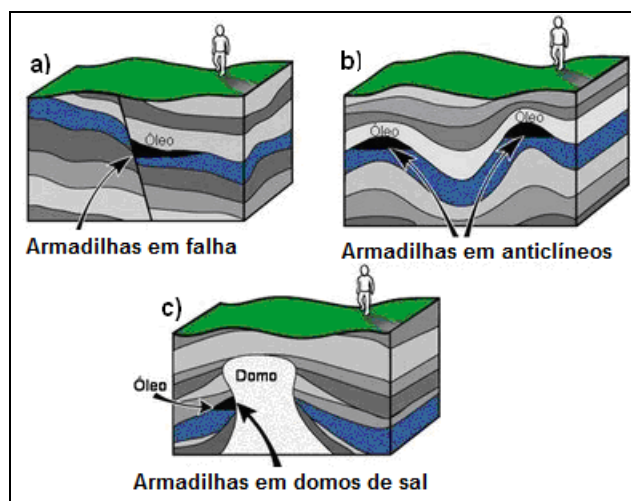
Além disto, as rochas selantes devem possuir, normalmente, considerável plasticidade, característica que garante o selo mesmo depois de submetido a esforços de deformação e tensões localizadas. Podem-se citar como rochas selantes mais comuns na indústria petrolífera os xistos (*shales*) e as rochas salinas (*salt rock*), com permeabilidades que variam de 1 mD a 0,1 D e 1  $\mu$ D a 1 mD, respectivamente (LERCHE et. al., 1995). Na Figura 3.3 é mostrada uma ilustração de rocha e grãos de areia, representando variações na porosidade e permeabilidade.



Fonte: SACHSENHOFER, 2009.

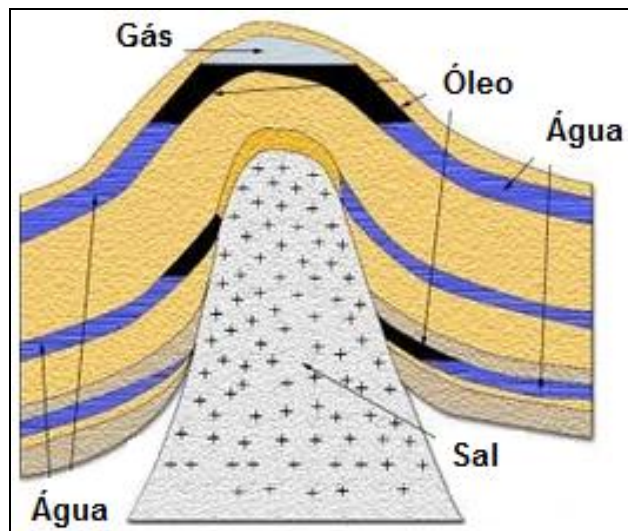
Figura 3.3 - Exemplo de rochas com variação na permeabilidade e porosidade.

Na Figura 3.4 e 3.5 são mostrados exemplos de trapas ou armadilhas (denominação utilizada para os diferentes arranjos que possibilitam o armazenamento do petróleo) em diferentes configurações.



Fonte: CANUTO, 2002.

Figura 3.4 - Configurações de rochas, exemplificando armadilhas do tipo falha (falha normal) (a), anticlinal (b) e estrutural (c).



Fonte: CANUTO, 2002.

Figura 3.5 - Armadilha anticlinal formada devido à fluência do sal.

### 3.3 ATIVIDADES EXPLORATÓRIAS

Independentemente do tipo, as atividades exploratórias dividem-se em duas grandes áreas: a primeira, constituída pela geologia de superfície (basicamente composta pelo reconhecimento de bacias sedimentares) e pela geofísica, e a segunda, envolvendo perfuração de um ou mais poços exploratórios ou poços de avaliação, incluindo sua completação. Estas atividades podem demandar anos para a realização de todas as etapas, dependendo neste caso tanto das agências reguladoras como do porte das operações. Como exigência da ANP, tais atividades devem se adequar a determinadas regras. Como exemplo, pode-se citar a exploração do bloco BM-S-09, o qual será detalhado posteriormente no capítulo 5. Licitado na segunda rodada de licitações da ANP, no ano de 2000, conforme pré-estabelecido no edital, a duração de sua fase de exploração deveria compreender um total de 8 anos, subdivididos em 3 períodos consecutivos. No primeiro, com uma duração de 3 anos, o programa de exploração mínimo estabelecia a realização de 5.000 km de sísmica 2D, no segundo, compreendendo 3 anos, deveriam ser perfurados 2 poços, e no terceiro, compreendendo 2 anos, 3 poços (ANP, 1999).

As atividades de exploração são efetivamente arriscadas do ponto de vista econômico, e de um elevado custo. Os altos investimentos necessários estão relacionados aos levantamentos geológicos e geofísicos relacionados e estudos necessários para constatar a possibilidade de existência de

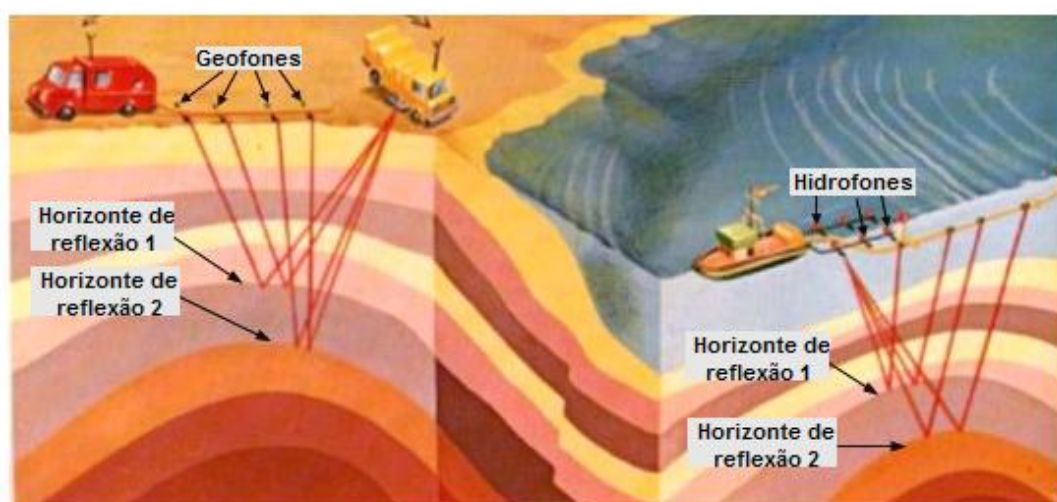
hidrocarboneto. Tais estudos são feitos através da geofísica, engenharia, modelagem, processamento, incluindo perfuração, revestimento dos poços exploratórios (poço executado para busca de acumulações, avaliação local e coleta de informações) e completação para os poços de avaliação (poço perfurado a fim de se analisar as características locais relacionadas com o fluido do reservatório, capacidade de produção, potencial da reserva, etc.). Para tanto, faz-se necessário uma multiplicidade de tecnologias (COOPER et. al., 2009).

Pouco a pouco, as atividades petrolíferas estão se concentrando em alto mar, e em águas ultraprofundas, compreendendo lâminas d'água que podem chegar próximas de 3 km e jazidas de petróleo em reservatórios a aproximadamente 10 km do nível do mar, como ocorre em certas regiões do Golfo do México. Comum, também estão sendo atividades em regiões onde existem camadas de sal. Uma ilustração das regiões semelhantes pelo mundo onde se têm atividades será mostrada posteriormente. Existem também os ambientes HTHP, para regiões com gradientes de pressão acima de 18 kPa/m e temperaturas superiores a 149 °C, especificamente para ambientes que exigem de um sistema de prevenção contra erupção incontrolável (*blowout preventer - BOP*) com classificação superior a 68,95 MPa (este termo entrou em uso depois do desastre da plataforma Piper Alpha, no Mar do Norte, e da perda da embarcação de perfuração semi-submersível Ocean Odyssey, em águas escocesas). São estes cenários de prospecções que fazem necessário o contínuo avanço e desenvolvimento tecnológico na indústria petrolífera e nas indústrias de apoio, essenciais para viabilizar a exploração e extração do petróleo (LEFFLER et. al., 2003).

### 3.3.1 Sísmica

Com o objetivo de obter informações de subsuperfície, um dos métodos mais empregados na indústria do petróleo é o método sísmico. Este método consiste em analisar a propagação de ondas sísmicas através das rochas que se desejam conhecer. As ondas sísmicas são geradas artificialmente através de explosões na superfície, produzidas através de dinamite em terra ou canhões de ar comprimido em levantamento marítimo (Figura 3.6).

As ondas geradas passam a se propagar para o interior da terra, voltando para a superfície através do fenômeno da reflexão. No seu retorno, as ondas são captadas na superfície por receptores que têm a função de transformar esta perturbação (energia cinética ou de pressão) em sinais elétricos para um posterior processamento adequado. Em levantamentos terrestres estes receptores são chamados de geofones e em levantamentos marítimos são chamados de hidrofones, sendo seus sensores de detecção de ondas do tipo piezoelétricos. As etapas de investigação do subsolo através do método sísmico se dividem em três etapas: aquisição de dados sísmicos, processamento dos dados adquiridos e interpretação (LEFFLER et. al., 2003; COOPER et. al., 2009).

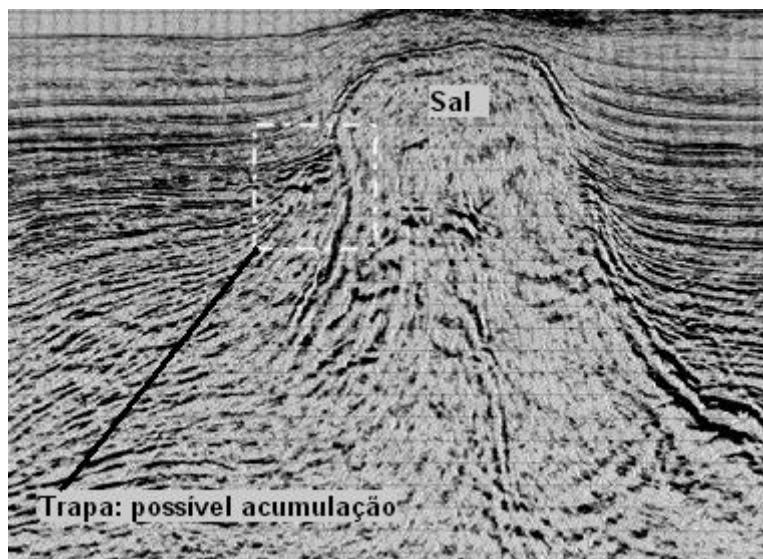


Fonte: SACHSENHOFER, 2009.

Figura 3.6 - Esquema de atividade sísmica em terra e em mar.

O processo de aquisição dos dados sísmicos é semelhante em terra e no mar, sendo que em terra os geofones são enterrados no chão, enquanto que no mar os hidrofones são dispostos em cabos sismógrafos e puxados por uma embarcação. Os receptores são afastados equidistantemente (20 m a 50 m) e o comprimento dos cabos sismógrafos podem variar em vários quilômetros (de 5 km a 20 km). Após ser efetuado o disparo a onda sísmica passa a se propagar no subsolo, e ao encontrar uma interface entre dois tipos de rocha, parte da onda sofre refração e continua se propagando para o interior do subsolo e parte da onda sofre reflexão, retornando para a superfície. As parcelas das ondas que voltam à superfície são captadas pelos receptores, que registram o tempo de chegada da onda e a quantidade de energia retornada. Após o disparo e registro dos dados, tanto a fonte quanto os receptores são movimentados para frente para que seja realizado novo disparo e novo

registro, a fim de cobrir toda uma área. Na Figura 3.7 é mostrado como esta imagem do subsolo é apresentada aos geofísicos, utilizando como exemplo imagem de aquisição de uma região onde há concentrados de sais.



Fonte: LERCHE et. al., 1995

Figura 3.7 – Exemplo de resposta de sinais sísmicos em ambiente com domo de sal.

Atualmente já se utilizam as técnicas de sísmica 3D e 4D, as quais vêm permitindo uma otimização das interpretações das informações, resultando em maior precisão. Além de permitir uma visualização dos mapas de qualquer ângulo, facilitando desta forma as análises dos dados, através da sísmica 4D, têm-se adicionalmente a consideração da variável tempo. Um bom exemplo de sua vantagem é a possibilidade de visualizar a movimentação dos fluidos em determinados reservatórios, permitindo caracterizar a tendência de escoamento, o que auxilia, por exemplo, na definição da alteração da saturação e migração do óleo num dado reservatório. Estas informações, na fase de produção, permitem a melhor definição da distribuição dos poços produtores e injetores, se for o caso (LEFFLER et. al., 2003).

No entanto, apesar dos estudos realizados a fim de se delimitar uma área favorável à acumulação de óleo e/ou gás, estes não são suficientes para garantir sua presença, confirmando-se somente com a perfuração dos poços exploratórios, com o risco de se perfurar um poço e não encontrar hidrocarboneto (poço seco).

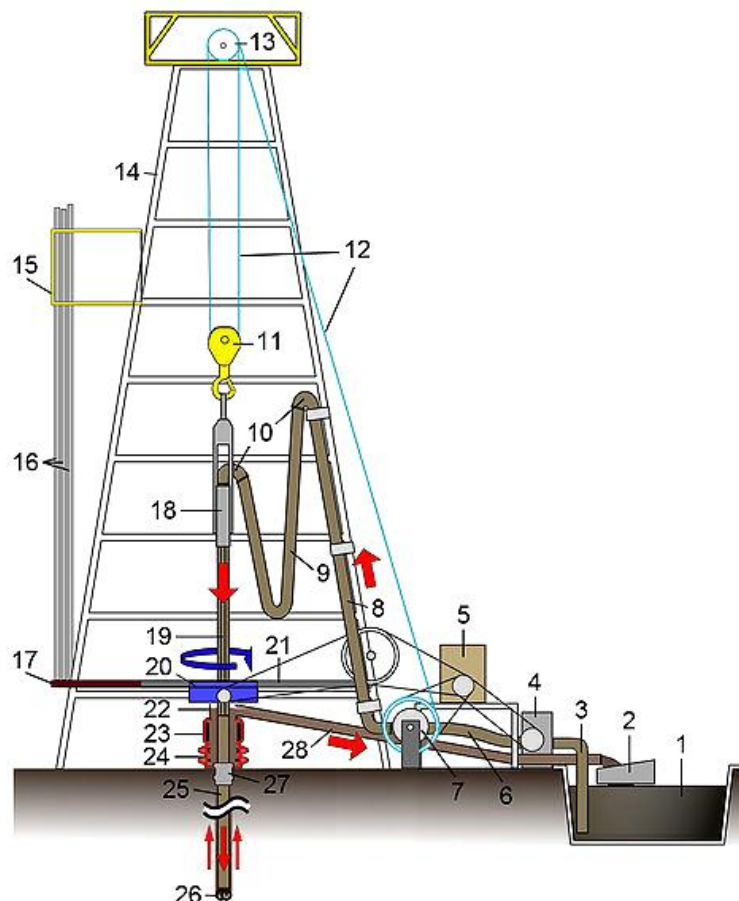
### 3.3.2 Atividade de perfuração

Dependendo dos resultados das interpretações realizadas, as empresas petrolíferas optam então por avançar ou não, com a perfuração de um ou mais poços exploratórios. Os custos envolvidos nestas atividades podem representar 40 a 80% dos custos de exploração e desenvolvimento de produção de um campo de petróleo (THOMAS, 2001).

Além de envolver elevados custos, pelo fato das atividades de perfuração serem responsáveis por constatar a presença ou não de hidrocarbonetos, muitas vezes se depara com poços secos, situação em que a reserva não é encontrada. Um grande exemplo nas atividades do pré-sal foi o poço seco perfurado pela BG no campo de Corcovado 2 (bloco BM-S-52) (BG, 2009). Em uma região geológica bem conhecida, é da ordem de 30% a probabilidade média de se encontrar jazidas em uma atividade de perfuração, naturalmente vinculada às características da região (LEFFLER et. al., 2003; THONHAUSER, 2009). Mas, uma vez que algumas informações locais só são possíveis de se adquirir com a perfuração de poços, como por exemplo, a litologia local, um poço seco significa um fracasso de operação e não deve ser interpretado como algo negativo, servindo independentemente da presença de petróleo, para caracterização local.

Atualmente, as sondas de perfuração utilizam a técnica de perfuração por mesa rotativa ou por *topdrive* (mais atual), o qual possui certa liberdade de movimentação para cima e para baixo na torre de sustentação, auxiliando também com o torque e com o peso transmitido à coluna/broca de perfuração (*weight on the bit - WOB*). Os principais componentes de uma sonda são: a torre principal (*derrick*), tubulações de aço (*casing* e *drillpipe*), geradores de eletricidade e motores, mesa giratória (*rotary table*) ou *top-drive*, sistema de tratamento da lama de perfuração e cimento, BOP, bloco de movimentação ou catarina (*travelling block*), bloco de coroamento (*crown block*), pescoço de ganso (*goose-neck*), gancho (*hook*), guincho (*drawwork*) etc. (THOMAS, 2001). Na Figura 3.8 é mostrado um esquema básico de uma sonda de perfuração típica e seus principais componentes.





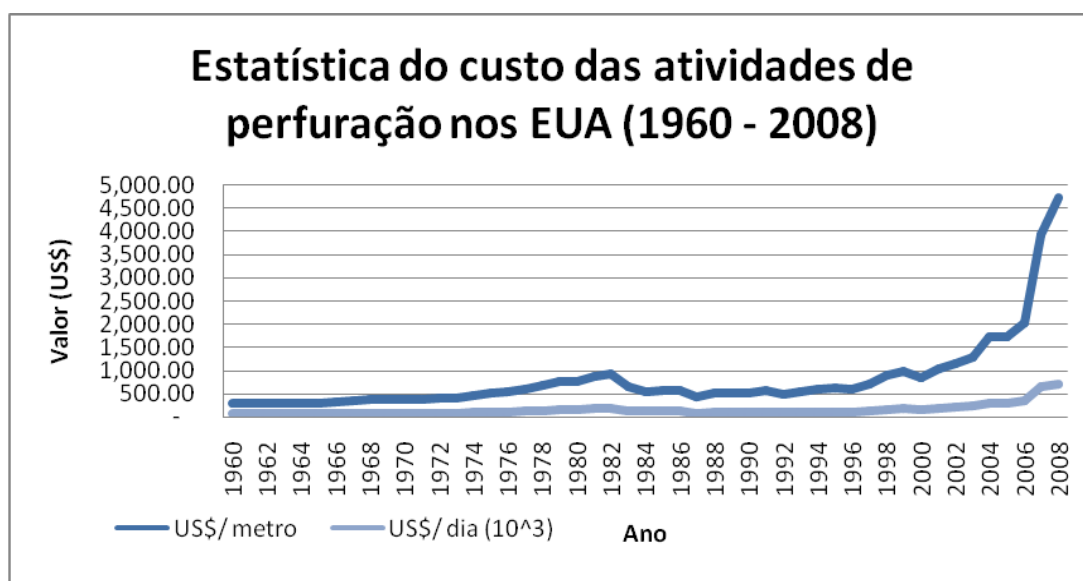
- |  |   |
|--|---|
| <b>01</b> - Tanque de lama de perfuração                 | <b>15</b> - <i>Monkey board</i>                 |
| <b>02</b> - Agitadores de argila ( <i>shale shaker</i> ) | <b>16</b> - <i>Stands</i> do duto de perfuração |
| <b>03</b> - Linha de sucção de lama                      | <b>17</b> - <i>Pipe rack</i>                    |
| <b>04</b> - Bomba do sistema de lama                     | <b>18</b> - <i>Swivel</i>                       |
| <b>05</b> - Motor  | <b>19</b> - <i>Kelly drive</i>                  |
| <b>06</b> - Mangueira vibratória                         | <b>20</b> - Mesa rotatória                      |
| <b>07</b> - Guincho                                      | <b>21</b> - Superfície de perfuração            |
| <b>08</b> - <i>Standpipe</i>                             | <b>22</b> - <i>Bell nipple</i>                  |
| <b>09</b> - Mangueira da <i>Kelly</i>                    | <b>23</b> - <i>Anular BOP</i>                   |
| <b>10</b> - Pescoço de ganço                             | <b>24</b> - <i>Ram BOP</i>                      |
| <b>11</b> - Catarina                                     | <b>25</b> - Linhas de perfuração                |
| <b>12</b> - Linha de perfuração                          | <b>26</b> - Broca de perfuração                 |
| <b>13</b> - Bloco de coroamento                          | <b>27</b> - Cabeça do <i>casing</i>             |
| <b>14</b> - Mastro/Torre                                 | <b>28</b> - Duto de retorno da lama             |

Fonte: SONDA, 2010.

Figura 3.8 - Esquema básico de uma sonda de perfuração com componentes do sistema de tratamento e transmissão de lama de perfuração.



O trabalho de perfuração de um poço exige uma boa coordenação entre as atividades e deve ser realizado de forma ininterrupta. O custo estimado para operações *onshore* é normalmente mais ameno do que o custo para operações *offshore*, as quais têm variado para ambientes de águas ultraprofundas no Brasil, de US\$ 500 mil a US\$ 650 mil por dia (MIELNIK et. al., 2009). Na Figura 3.9 pode ser observado como o custo diário por poço perfurado e por metro perfurado foi aumentando com o decorrer dos anos, representando em 2008, aproximadamente US\$ 700 mil e US\$ 4,7 mil respectivamente. Esta estatística é baseada em atividades realizadas nos EUA, representando variações em valor real de 1960 a 2008 (DOE, 2010). Importante salientar é o fato de que os custos foram aumentando gradativamente, mas mesmo assim, mantendo uma tendência um pouco oscilatória. Isto se deve ao seguinte fato: a cada ano que passa maior é o *know-how*, permitindo assim atividades mais otimizadas, mas ao mesmo tempo, as metas localizam-se em regiões cada vez mais profundas e complexas, demandando maior tempo de operação e equipamentos com tecnologias de ponta, o que encarece a operação.



Fonte: DOE, 2010.

Figura 3.9 - Gráfico representando estatística dos EUA de custo das atividades de perfuração.

Tecnicamente, as atividades de perfuração *offshore* seguem a mesma linha das atividades de perfuração *onshore*. Na Figura 3.10 pode ser visualizado o navio plataforma Ocean Clipper (NS-21) utilizado na perfuração do poço 1-SPS-50 na região de Carioca (Bloco BM-S-09), bacia de Santos, na região do pré-sal. Foi também no pré-sal da bacia de Santos o registro de um recorde nas atividades de perfuração, compreendendo a perfuração de um dos

poços de Tupi em lâminas d'água de 2.777 m, recorde mundial registrado na época (ESCOBAR, 2007).



Fonte: BRAYTON, 2008.

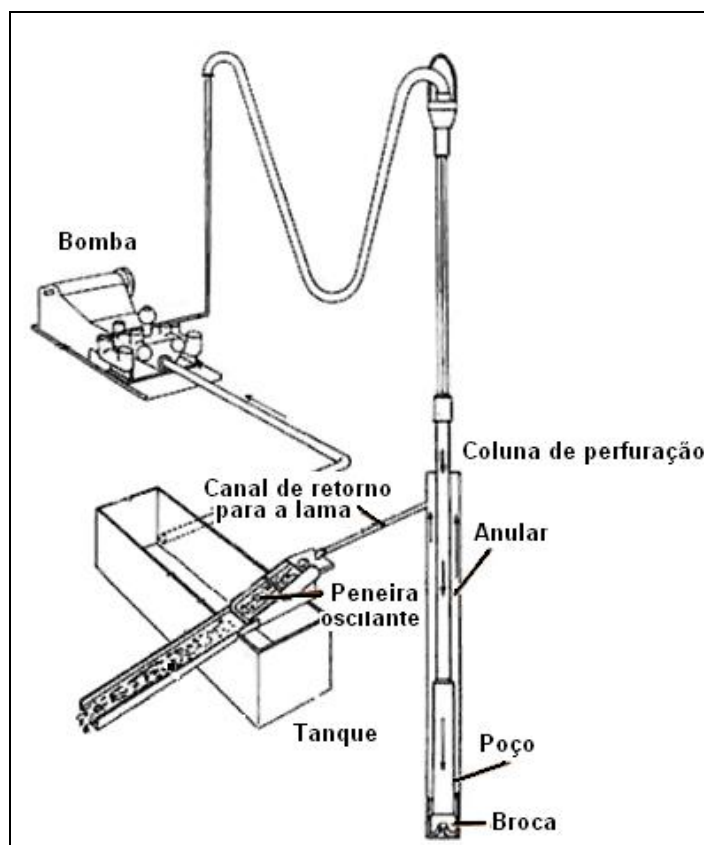
Figura 3.10 - Navio sonda Ocean Clipper (NS-21).

### ***Fluidos de perfuração***

Os fluidos de perfuração são misturas de sólidos, líquidos, produtos químicos e muitas vezes podem ser compostas por gases ou espuma, dependendo da aplicação e necessidade. Sua principal função, além de resfriar a broca, controlar a pressão do poço e transmitir informação através de telemetria, é a limpeza, sendo responsável por levar os cascalhos resultantes do processo de perfuração, para a superfície. Assim, com o poço o mais “limpo possível”, se garante uma maior taxa de penetração, pois há uma diminuição do atrito. Mas para que o fluido de perfuração ou lama possa manter os cascalhos em suspensão, deve ser minimamente denso, viscoso e mantido em circulação, uma vez que, em repouso por um período longo, as partículas sólidas retornam ao fundo do poço. O canal desta circulação da lama é pela coluna de perfuração, através da tubulação, retornando à superfície pelo anular, região entre a coluna de perfuração e a parede do poço, ou duto de revestimento (THOMAS, 2001).

O controle hidrostático do poço é projetado de maneira a contrabalancear a pressão natural dos fluidos da formação rochosa, havendo porém, um limite máximo de densidade equivalente de circulação, devido à pressão máxima que a rocha é capaz de suporta antes de fraturar. Assim, a lama de perfuração é responsável também para que petróleo, gases associados ou qualquer fluido presente na formação, sob pressão, não venham a fluir descontroladamente até a superfície (*kick*). Os fluidos de perfuração podem ser compostos de diferentes maneiras, sendo à base de água, à base de óleo (atualmente usa-se óleo sintético) ou a base de gás, sendo que, para cada aplicação, um determinado tipo é recomendado. Por exemplo, em formações argilosas, é altamente recomendado fluido de perfuração à base de óleo, pois têm a característica de inchar quando na presença de água (THOMAS, 2001).

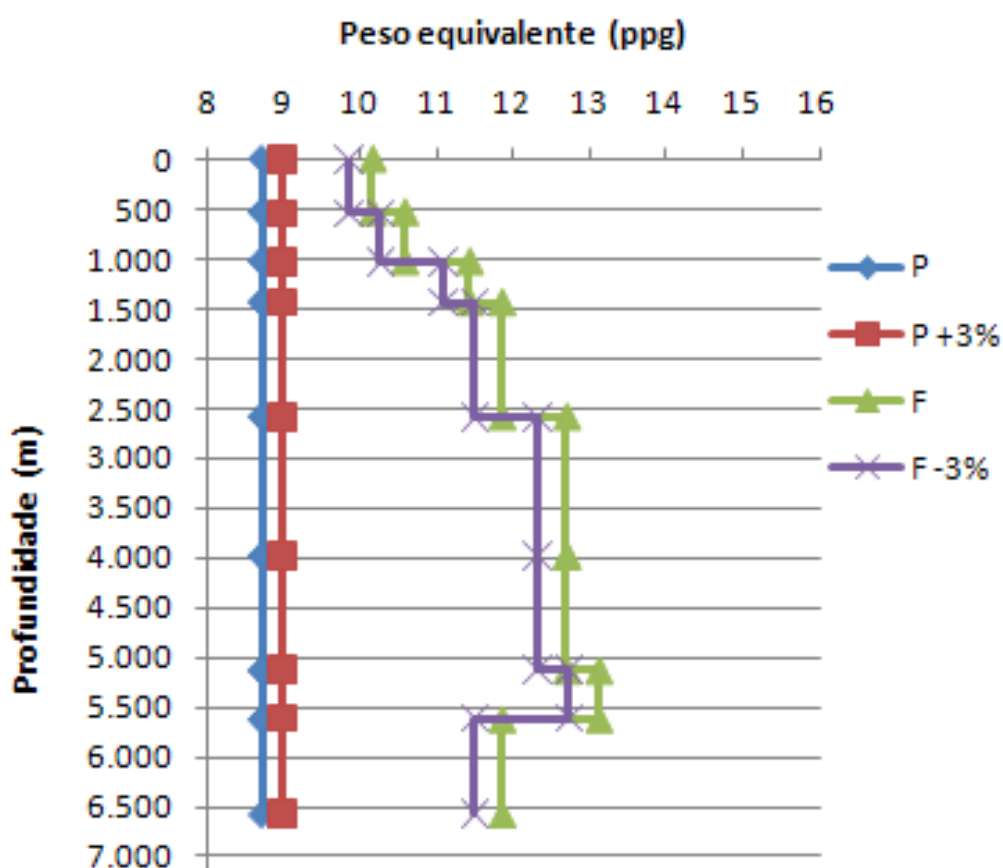
Na Figura 3.11 é mostrado um esquema básico do sistema de circulação de fluidos de perfuração.



Fonte: PROHASKA, 2009.

Figura 3.11 - Esquema básico do sistema de circulação de fluidos de perfuração.

As informações de pressão dos poros e de fraturação da geologia local também têm sua importância na determinação da lama de perfuração. Estes dados são necessários a fim de se determinar o peso mínimo e o peso máximo que se pode utilizar para a lama de perfuração. A Figura 3.12 apresenta um esquema básico onde é mostrada a janela de operação para determinação do peso equivalente da lama de perfuração, sendo que, dentro deste espaço seu peso está otimizado, garantindo a integridade da operação. A linha de operação utiliza, normalmente, uma margem de segurança de 3%, sendo a pressão dos poros menor do que a pressão de fraturamento da rocha. Neste exemplo, uma lama com peso equivalente de 9,5 *pounds per gallon* (ppg) poderia ser utilizada em todo o poço, sem que ocorresse um influxo ou fraturamento da formação.

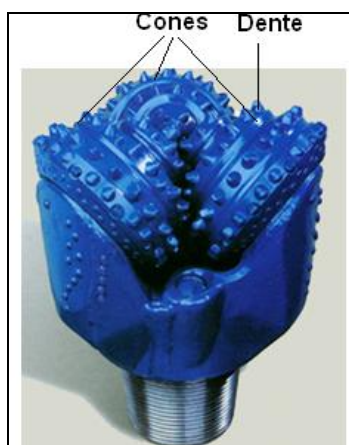


Fonte: NASCIMENTO, 2010.

Figura 3.12 - Exemplo de janela de operação para determinação de lama de perfuração.

### **Brocas de perfuração**

As brocas de perfuração têm como função promover a ruptura e fragmentação das rochas ou formações, permitindo o contínuo avanço durante a atividade de perfuração. Existem basicamente duas classes de brocas: brocas sem partes móveis e brocas com partes móveis. As brocas com partes móveis possuem as partes cortantes, que são dentes montados sobre cones (Figura 3.13). Estas, normalmente, variam com um ou quatro cones, sendo as tricônicas as mais utilizadas. Já os dentes cortantes são normalmente de aço ou de inserto de carbureto de tungstênio (THOMAS, 2001).



Fonte: PROHASKA, 2009.

Figura 3.13 - Exemplo de broca de perfuração tricônica.

As brocas sem partes móveis possuem uma possibilidade de falha menor devido a inexistências de rolamentos e possuem como princípio de funcionamento o cisalhamento das rochas, ao promover um efeito de cunha. Os principais tipos são: integral de lâminas de aço, diamantes naturais e diamantes artificiais como *polycrystalline diamond composite* (PDC) (Figura 3.14) e *thermally stable polycrystalline* (TSP), utilizada em ambientes com temperatura elevada. Quando a broca sofre o desgaste ou seus dentes se deterioram, a taxa de penetração na formação perfurada reduz consideravelmente, sendo necessário um aumento do peso sobre a broca. Neste sentido, tem-se que, durante uma atividade de perfuração, algumas vezes é necessário trocar a broca de perfuração mesmo quando perfurando

uma mesma seção, devido a desgaste ou outros problemas relacionados (THOMAS, 2001).



Fonte: PROHASKA, 2009.

Figura 3.14 - Exemplo de broca de perfuração tipo PDC.

A escolha do tipo de broca está relacionada principalmente com a rigidez da formação a ser perfurada e com o diâmetro da seção em questão.

### 3.3.3. Perfilagem

As características locais adquiridas ao se perfurar um poço são realizadas pelo processo de perfilagem, o qual oferece como resultado diferentes propriedades do poço, através de gráficos denominados de *well-logs*. Tais propriedades, como a porosidade e permeabilidade, correlação do tipo de formação e litologia local, saturação de água e/ou óleo, presença de gás, pressão e temperatura, etc., podem ser determinadas, dependendo, porém, da tecnologia utilizada na operação (LEFFLER et. al., 2003).

A perfilagem pode ser realizada tanto por equipamentos/componentes acoplados às proximidades da broca, denominadas de *bottom hole assembly* (BHA) como por equipamentos extras utilizados independentes e após o processo de perfuração. O primeiro permite medições da formação enquanto se perfura, sendo a atividade denominada de *logging while drilling* (LWD). Já o segundo tipo de perfilagem é realizado após a perfuração do poço, independente deste estar revestido ou não, sendo denominado de atividades

de *wire-line* ou mesmo *well-logging*. Denominada de *measurement while drilling* (MWD), tem-se outra atividade de medição que compreende equipamentos semelhantes aos de LWD, mas que neste caso são responsáveis por medições de propriedades físicas e por fornecer informações específicas da atividade de perfuração, como temperatura, pressão, trajetória tridimensional do poço perfurado, etc.. Embora não seja definida como técnica de perfilagem, a atividade de *MWD* é comumente referenciada juntamente com as atividades de *LWD* na engenharia de perfuração, devido à semelhança que apresentam (HONÓRIO e BORTONI, 2007).

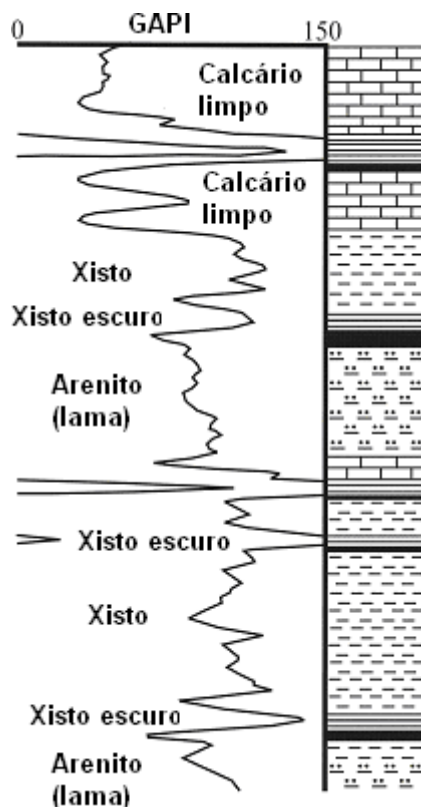
Os dois sistemas, *LWD* e *MWD*, utilizam memórias para armazenamento de dados e a técnica de telemetria, processo de transmissão de dados com codificação digital para a superfície através de pulsos de pressão gerados na própria lama de perfuração. É válido destacar a vantagem essencial que se tem com os sistemas de *LWD* e *MWD* em relação ao sistema de *wire-line*: os primeiros podem ser utilizados em perfuração direcional e horizontal, sendo esta uma das limitações para *wire-line*, tendo em vista estar sempre acoplado a cabos, desde a superfície. Embora também possuam memórias para armazenamento de dados, são os cabos *wire-line* que transmitem os dados para a superfície (HONÓRIO e BORTONI, 2007).

Existem assim, vários dados capazes de serem obtidos quando se perfura um poço. Normalmente, é pela análise de radioatividade juntamente com o perfil da diferença de potencial que se determina o tipo de litologia existente nas seções do poço, sendo estes equipamentos denominados de gamametria e potencial espontâneo, respectivamente. Outro tipo muito utilizado é a resistividade da formação que permite verificar os intervalos com presença de hidrocarboneto e água nas seções do poço.

### ***Gamametria***

Os equipamentos de gamametria baseiam-se no reconhecimento e registro das radiações gama emitida por determinados tipo de formações

geológicas. As radiações gama analisadas são, normalmente, as emitidas por urânio, potássio e o tório. Na Figura 3.15 é mostrado um exemplo de registro para diferentes tipos de litologia e na Tabela 3.2, diferentes valores GAPI (grau API). Normalmente, os sais apresentam valores baixos, enquanto que as argilas e xistos apresentam valores mais elevados, uma vez que possuem potássio em sua composição.



Fonte: RÖHLING, 2000;

Figura 3.15 - Curva de resposta de raios gama para diferentes litologias.

Tabela 3.2 - Tabela de resposta de raios gama para diferentes litologias.

Litologia	Argila/ Xisto (GAPI)	Arenito (GAPI)	Calcário (GAPI)	Dolomita (GAPI)	Anidrita/ Halita (GAPI)	Gipso (GAPI)
<b>Média GAPI</b>	60-200	18-50	18-60	20-80	0-20	0

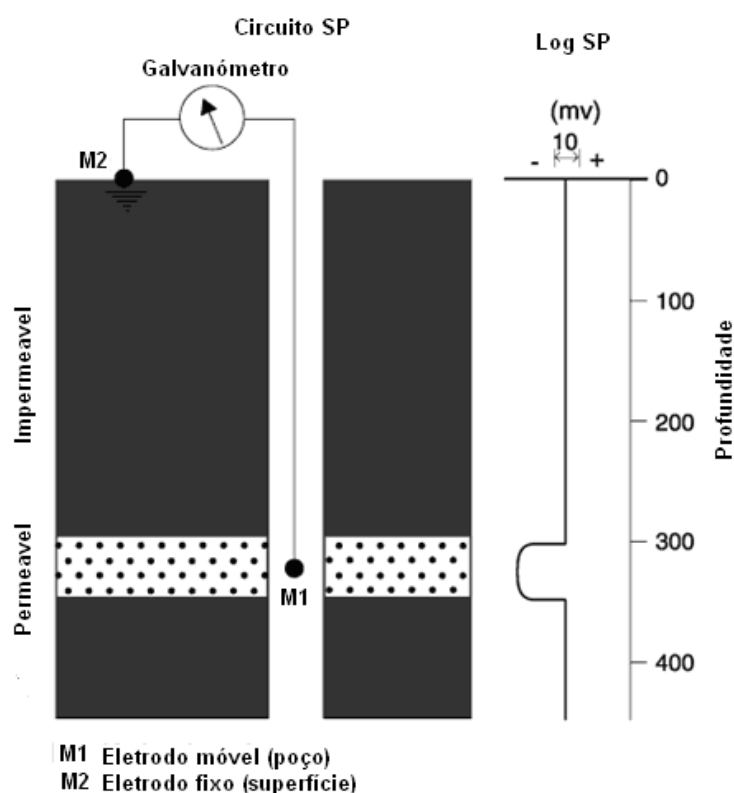
Fonte: RÖHLING, 2000.

### **Potencial espontâneo**

O princípio básico de funcionamento dos equipamentos de medição de potencial espontâneo é com a detecção da diferença de potencial elétrico

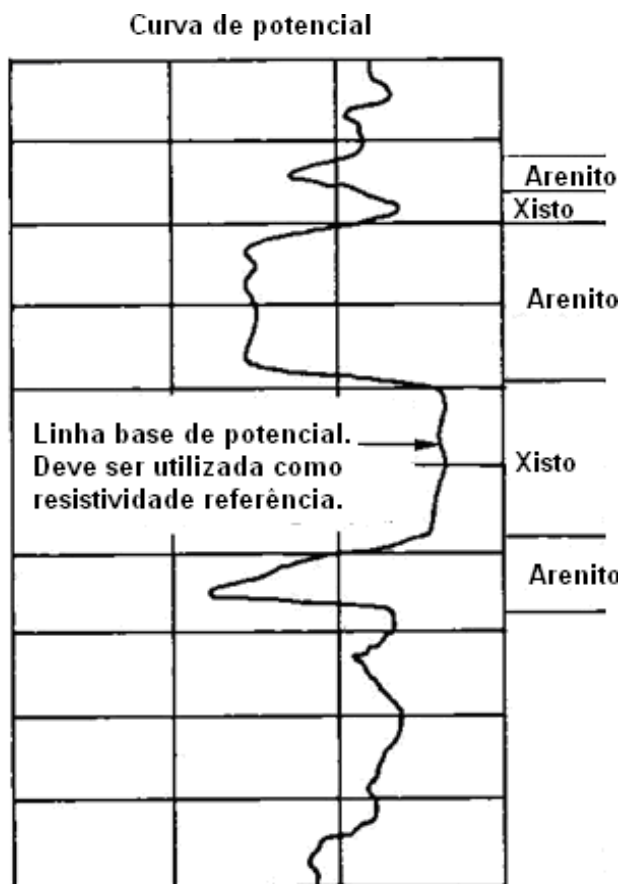


existente entre dois pontos de um circuito fechado. Com a utilização de dois eletrodos, um na superfície e outro no equipamento que desce para dentro do poço, é possível determinar a diferença de potencial e assim estimar o tipo de litologia presente naquele intervalo. A salinidade da lama de perfuração é um componente essencial, pois permite “fechar o circuito” a fim de se verificar a diferença de potencial. Neste sentido, é a salinidade dos fluidos da formação que permitem verificar o tipo de litologia que se tem, comparando-se a resposta das leituras com as delimitações para xisto e arenito, quando existentes, uma vez que possuem a característica de impermeabilidade e considerável porosidade, respectivamente. Muitas vezes, é utilizado em correlação com a curva de resposta do equipamento de leitura de radiações gama, a fim de se determinar uma litologia de maneira mais precisa. Na Figura 3.16 é mostrado um esquema básico de funcionamento e na Figura 3.17 a curva de resposta para diferentes litologias.



Fonte: WELLOG, 2010; modificado por NASCIMENTO, 2010.

Figura 3.16 - Esquema básico de funcionamento da medição à base de potencial espontâneo.

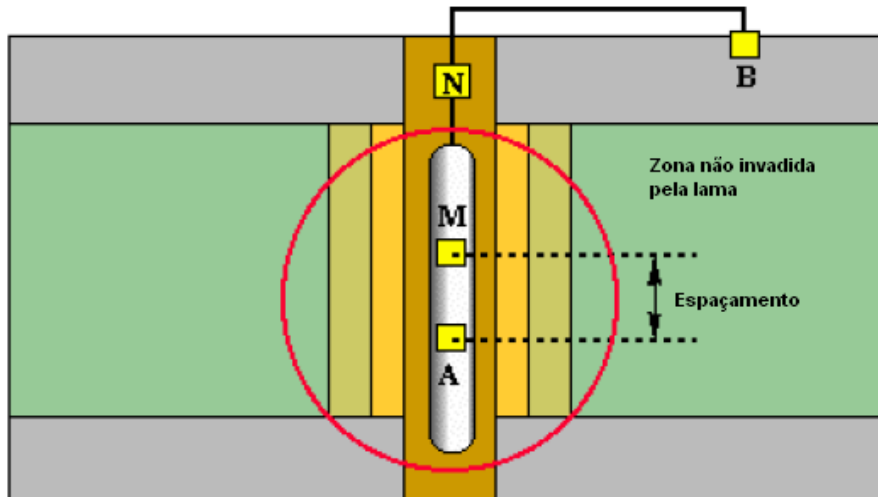


Fonte: WELLOG, 2010; modificado por NASCIMENTO, 2010.

Figura 3.17 – Curva de resposta de potencial espontâneo para diferentes litologias.

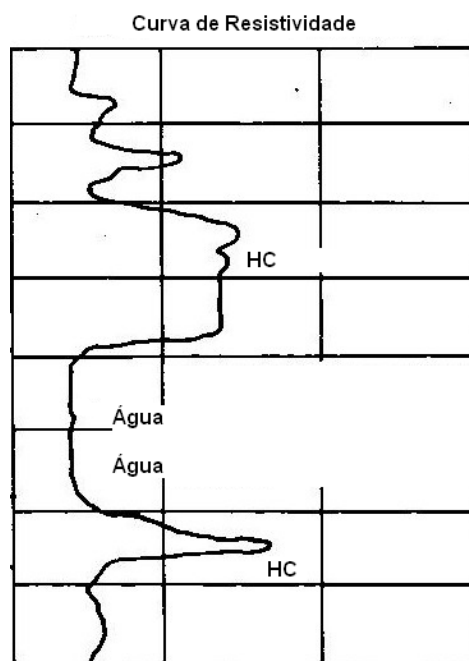
### ***Resistividade da formação***

Neste tipo de perfilagem, é possível determinar a resistividade de uma formação, considerando, porém, a necessidade do preenchimento dos poros das formações geológicas em questão, com água ou hidrocarboneto. Desta maneira, com a transmissão de corrente entre dois eletrodos, se tem a resistividade que a formação apresenta à transmissão de corrente, e assim, proporcionalmente com a alta e a baixa resistência à transmissão, se detecta a possibilidade de acumulações hidrocarbonetos e água, respectivamente. Na Figura 3.18 é mostrado um esquema básico de funcionamento deste equipamento, sendo que, quanto mais espaçado estiverem os eletrodos, maior é a zona de alcance. Já na Figura 3.18, é mostrado um exemplo de curva de resposta.



Fonte: WELLOG, 2010; modificado por NASCIMENTO, 2010.

Figura 3.18 – Esquema de funcionamento do equipamento de perfilagem para a resistividade da formação



Fonte: WELLOG, 2010; modificado por NASCIMENTO, 2010.

Figura 3.19 - Curva de resposta de resistividade.

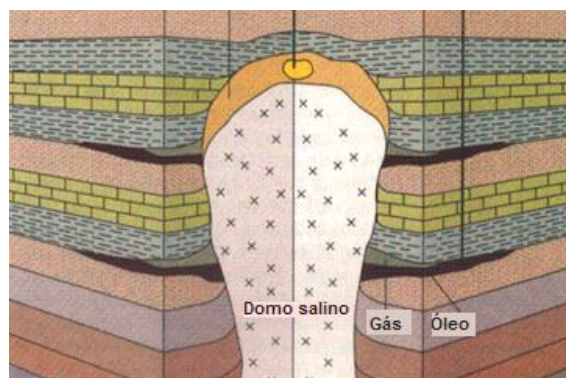
### 3.4 ATIVIDADES EXPLORATÓRIAS NA PRESENÇA DE CAMADAS DE SAL

Conforme explanado, as atividades de exploração exigem tanto equipamentos de ponta como de um investimento financeiro muito alto, haja vista as particularidades que estas atividades englobam. Considerando o fato das atividades serem executadas em localidades cada vez mais complexas e em ambientes onde ainda não se possui uma base de dados muito confiável, a definição do ambiente e suas características está sempre associado a incertezas. Tais incertezas acarretam em dificuldades na execução de determinadas tarefas, mas positivamente, têm como consequência o desenvolvimento de tecnologias, possibilitando os contínuos avanços.

Quando se trata de camadas de sal na indústria petrolífera, a alta probabilidade de existir hidrocarboneto em regiões próximas é apresentada juntamente com eventuais dificuldades de execução das atividades exploratórias. Assim, ao mesmo tempo em que se devem buscar estas regiões, a fim de provar a existência de óleo e/ou gás, se deve evitá-las, a fim de evitar eventuais problemas durante a execução das tarefas.

Como uma rocha selante de alta qualidade, o sal possui baixa permeabilidade, sendo considerado em certas regiões como impermeável. Por este motivo, a probabilidade do petróleo migrante, durante a fase de migração secundária, permanecer em rochas acumuladoras subpostas a estas camadas salinas, é alta. Sua característica é de possuir uma densidade menor do que de outras formações ou estruturas geológicas. Este fato, juntamente com a ocorrência de atividades tectônicas em certas regiões ou mesmo qualquer outro fator que promova o desenvolvimento de pequenas micro-fraturas em formações consolidadas sobrepostas, fazem com que o sal passe a se mover, num processo chamado de diapirismo, processo detalhado mais adiante no subcapítulo 3.4.2.

Em regiões de alta pressão, seu comportamento se assemelha a de uma matéria gelatinosa, comportando-se como um fluido altamente viscoso, com baixa densidade; há então um fluxo de sua região natural de formação para regiões superiores, desenvolvendo falhas nas estruturas adjacentes, servindo a partir deste momento como armadilhas perfeitas para acumulação do petróleo (BORGES, 2009) (Figura 3.20).

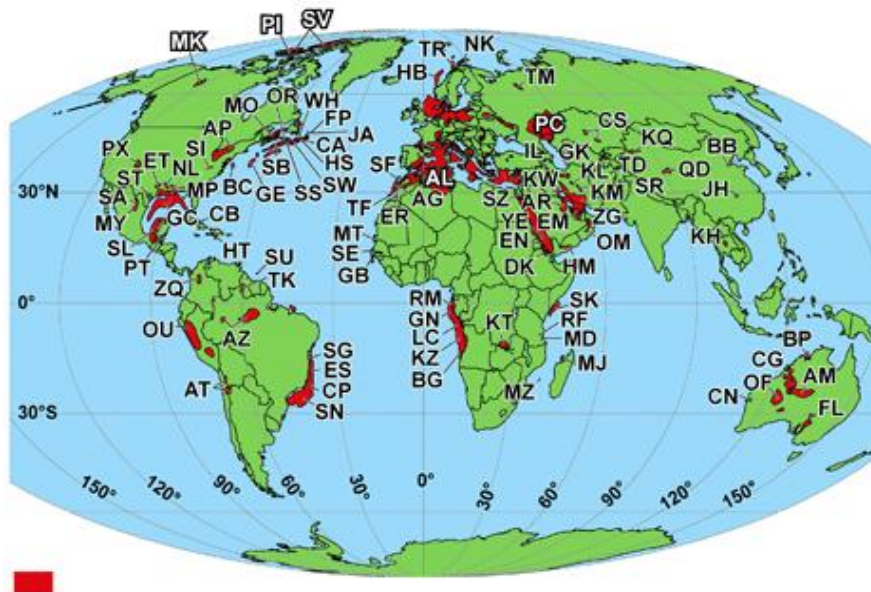


Fonte: BORGES, 2009.

Figura 3.20 - Diapirismo de rocha salina, servindo como armadilha para armazenamento de petróleo.

#### 3.4.1 Formação e caracterização de evaporitos

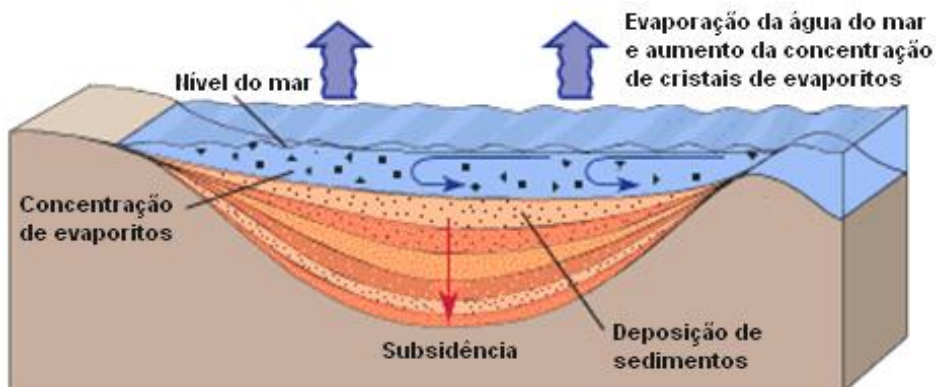
Também conhecidas como bacias de sal, concentrados de evaporitos definem-se como rochas sedimentares que apresentam camadas de minerais salinos, de origem continental ou marinha, sendo mencionadas em diferentes literaturas como acumulações de sal, rochas salinas, etc. Estas aglomerações possuem características próprias, com diferentes distribuições, podendo ser encontradas em diversas localidades (Figura 3.21).



Fonte: SMITH, 2007; modificado por NASCIMENTO et. al., 2009.

Figura 3.21 - Indicação de camadas de sal em diferentes localidades do mundo.

Vários fatores favorecem a sua formação através da precipitação do sal, como o clima tropical com fortes e contínuas evaporações e o afluxo intermitente de água salgada. Sendo tais deposições ocorrentes em uma seqüência proporcional à solubilidade dos sedimentos, as camadas inferiores são formadas pelos sais menos solúveis em água, e as camadas superiores, pelos mais solúveis (BOTELHO, 2008). Na Figura 3.22 é mostrado o processo básico de deposição dos sedimentos.



Fonte: BORCHERT et. al., 1964.

Figura 3.22 - Esquema representativo da formação de evaporitos.

As características da sedimentação marinha e conseqüentemente dos aglomerados formados estão então relacionadas com o ambiente e com a distribuição de minerais na água do mar, bem como com suas propriedades. (BOTELHO, 2008). Na Tabela 3.3 é mostrada a porcentagem de concentração dos principais minerais presentes na água do mar, com dados de atividades de prospecções do Golfo do México e na costa brasileira, provenientes de estudos para definição dos principais constituintes da água do mar. Dos compostos apresentados, o primeiro a se precipitar pela evaporação da água do mar é a calcita, de solubilidade extremamente baixa; posteriormente a anidrita e finalmente a halita. Os constituintes que possuem magnésio ou potássio em sua estrutura entram logo em seguida no processo de precipitação ( $MgCl_2$ ,  $MgSO_4$ ,  $MgBr_2$  e  $KCl$ ), pois são altamente solúveis. Estas precipitações formam seqüências variáveis, dependente também de fatores como temperatura, pressão, reações entre os minerais ali presentes etc.. Através de reações, podem-se formar sais de estruturas mais alongadas, como é o caso da gipsita ( $CaSO_4.H_2O$ ), pouco solúvel, polihalita ( $K_2SO_4.MgSO_4.2CaSO_4.2H_2O$ ), carnalita ( $KCl.MgCl_2.6H_2O$ ) e taquidrita ( $CaCl_2.MgCl_2.12H_2O$ ) (BOTELHO, 2008; BORGES, 2009).

Tabela 3.3 - Mineralogia de sais encontrados em atividades de prospecção petrolífera no Golfo do México e no Brasil.

Nome do constituinte	Nome comum	Fórmula do constituinte	Porcentagem média em relação ao total de sólidos dissolvidos na água do mar	
			Golfo do México	Brasil
Halita	Cloreto de sódio	$NaCl$	95,4	78,04
Anidrita	Sulfato de cálcio	$CaSO_4$	2,1	3,48
Silvita	Cloreto de potássio	$KCl$	0,1	2,21
Calcita	Carbonato de cálcio	$CaCO_3$	0,6	0,33
Outros (Brasil)	Cloreto de magnésio, sulfato de magnésio, brometo de magnésio e sulfeto de estrôncio e outros	$MgCl_2$ , $MgSO_4$ , $MgBr_2$ , $SrSO_4$	-	15,94
Outros (Golfo do México)	Quartzo (dióxido de silício) e outros	$SiO_2$ e Outros	1,8	-

Fonte: ANDRADE, 1980; LEAVITT et. al., 2008.

### 3.4.2 Formação de diapíricos

Fenômeno habitual em ambientes de terreno minimamente salífero, os diapíricos ou dobras diapíricas são formados pela tendência do corpo de se deslocar para áreas de menor pressão. Com núcleos constituídos de rochas plásticas sensíveis a temperatura e pressão, rompem camadas rochosas sobrepostas, atravessando-as em direção às regiões menos profundas.

Os fatos de existirem falhas entre formações geológicas, de a temperatura ser mais elevada do que o habitual em regiões profundas (fator que favorece a plasticidade das rochas) e de domos destas rochas muitas vezes estarem sujeitos a forte compressão, garantida por movimentos tangenciais como também por ação gravitacional das camadas geológicas sobrepostas, favorecem sua migração. Esta migração causa deformações em seu próprio corpo como nas camadas adjacentes e sobrejacentes.

Um esquema básico é mostrado na Figura 3.23, onde se tem o detalhamento do processo de formação do diapirismo de domos salinos em quatro etapas. Da Figura 3.23 (a) para a Figura 3.23 (b), temos uma tensão exercida em uma lateral, passando de simples perturbações locais para a formação de cumes. Já na porção direita da Figura 3.23 (c), inicia-se a fluência do sal em direção vertical e para a superfície, formando falhas do tipo anticlinal ou mesmo faltas normais (Figura 3.23 (d)). Estes tipos de armadilhas, seguidas de rochas salinas, de baixa permeabilidade, garantem ambientes propícios para acumulação de petróleo, tanto abaixo destas como também ao longo de falhas geradas em torno do diapírico.



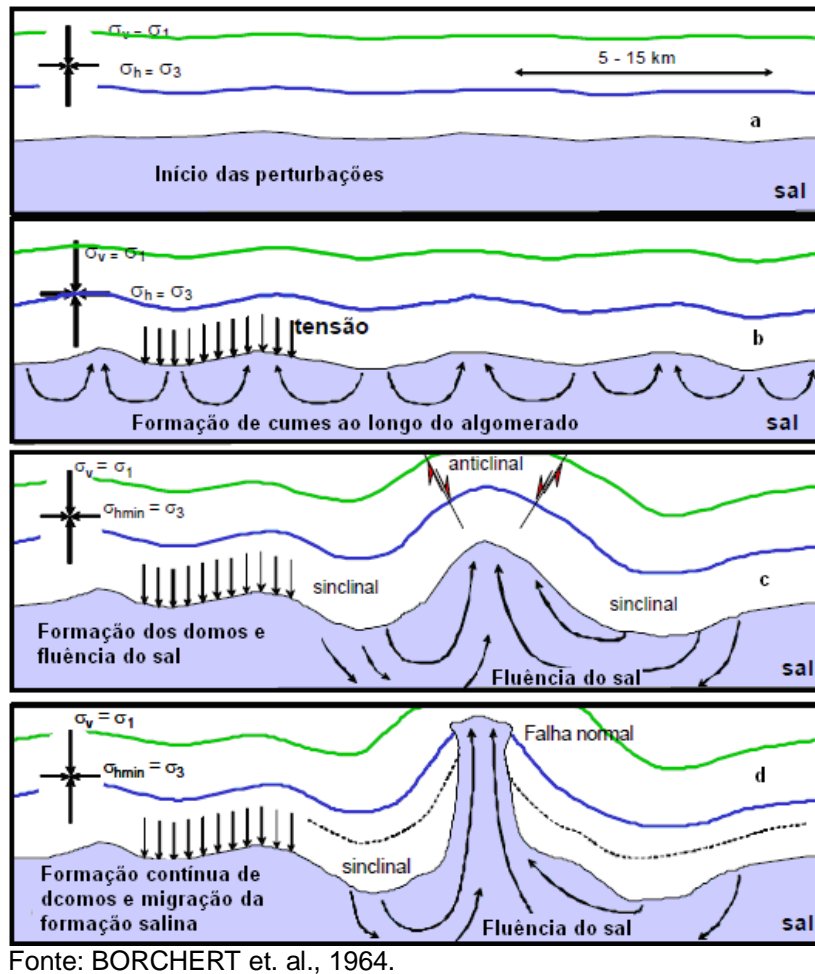


Figura 3.23 - Esquema representativo da formação de diapíricos.

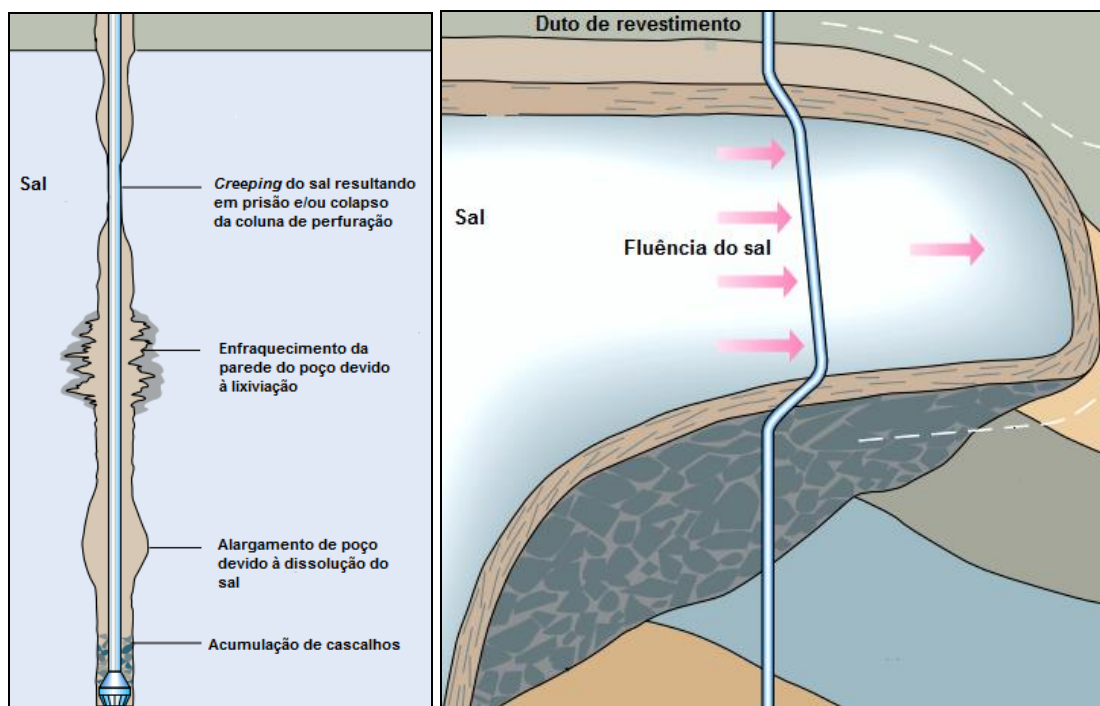
### 3.4.3 Particularidades da exploração

Quando se explora em regiões com camadas de sal, um primeiro problema é a sua característica de baixa densidade, o que dificulta as atividades de análise sísmica. Sendo o mapa geológico da região produzido pelos reflexos das ondas sonoras emitidas, as variações perceptíveis são diretamente relacionadas com a densidade das formações ali presentes, mais especificamente com a velocidade de propagação da onda. Considerando agora o fato do sal normalmente possuir baixa densidade se comparado com outras formações geológicas, as camadas salinas acabam por funcionar como um escudo, inibindo que a caracterização sísmica de regiões **sobrepostas** seja efetivamente concretizada. Além disto, nos topos salinos, por se tratar de uma superfície rugosa, as ondas refletidas são muito dispersas, e em muitos casos,

por se tratar também de flancos íngremes, normalmente refletem as ondas na direção horizontal, impedindo que estas sejam capturadas pelos receptores (LEFFLER et. al., 2003).

Embora as formações geológicas existentes próximas a esses domos salinos muitas vezes não sejam detalhadamente caracterizadas, uma boa parte da interpretação realizada pode ser suficiente para definir como de alto potencial a região em questão, decidindo-se por perfurar ou não os poços exploratórios. Com as técnicas de perfuração direcional, já é possível atingir as acumulações próximas aos domos sem a necessidade de perfurá-los, mas, muitas vezes, isto ainda se faz necessário, atividade não tão trivial, uma vez que o sal possui uma dinâmica não muito estável, variada para diferentes condições de pressão e temperatura, bem como para diferentes tensões de cisalhamento (BORGES, 2009). Estudos garantem que para profundidades e temperaturas inferiores a 1.500 m e 92 °C respectivamente, o sal se mostra dinamicamente estável (ABURTO, 2009).

Em muitos casos, os principais problemas existentes estão relacionados com o dinamismo da estrutura salina, cujo comportamento plástico, pode acarretar no fechamento do poço perfurado, na erosão ou dissolução da parede do poço à medida que a lama de perfuração é circulada ou mesmo no colapso dos dutos tanto de perfuração como de revestimento. O fechamento do poço pode prender as colunas de perfuração, colapsando-as, ou distorcer os dutos de revestimento, uma vez que com o passar dos anos, a formação salina tende a se movimentar, mesmo que lentamente (FARMER et. al., 1996) (Figura 3.24).



Fonte: FARMER et. al., 1996.

Figura 3.24 - Esquemas dos problemas em perfuração de sal (esquerda) e distorção dos dutos de revestimento (direita).

Neste sentido, estudos têm sido desenvolvidos visando caracterizar a influência das camadas salinas nas atividades de exploração ou mesmo de produção. Diversos resultados positivos e evidências de problemas durante a execução de certas atividades já foram relatadas. Mundialmente conhecidas e reconhecidas como base, têm-se as atividades de exploração através de camadas salinas do Golfo do México, as quais compreendem também águas profundas e ultraprofundas. Atividades *onshore* na Alemanha, e *offshore* no Mar do Norte e no Brasil, bacia de Campos, também vêm contribuindo. Especificamente sobre o pré-sal, podem-se destacar as recentes descobertas de reservas brasileiras abaixo de camadas de sal, na região compreendendo a bacia de Campos e a bacia de Santos, bem como as recentes descobertas em regiões ainda em mapeamento, na África (Congo, Gabão e Angola) e no Mar Cáspio, na zona marítima pertencente ao Cazaquistão (COOPER, 2009).

Mas, como qualquer formação geológica com alto grau de impermeabilidade, as camadas de sal servem também como potenciais zonas de armazenamento para gás natural, técnica muito utilizada pela Alemanha, país que importa gás

natural da Rússia no verão, de modo a obter um preço acessível no inverno. Assim, seguindo esta mesma analogia, vem sendo pauta de várias discussões, e neste caso, especificamente no Brasil, a possibilidade de utilização destas estruturas para armazenamento de lixo atômico e CO<sub>2</sub>, uma vez que o petróleo proveniente do pré-sal é rico em gás carbônico, e a utilização de usinas nucleares para geração de energia está cada vez mais presente (HAUSERMANN et. al., 2009; SOMBRA, 2010).

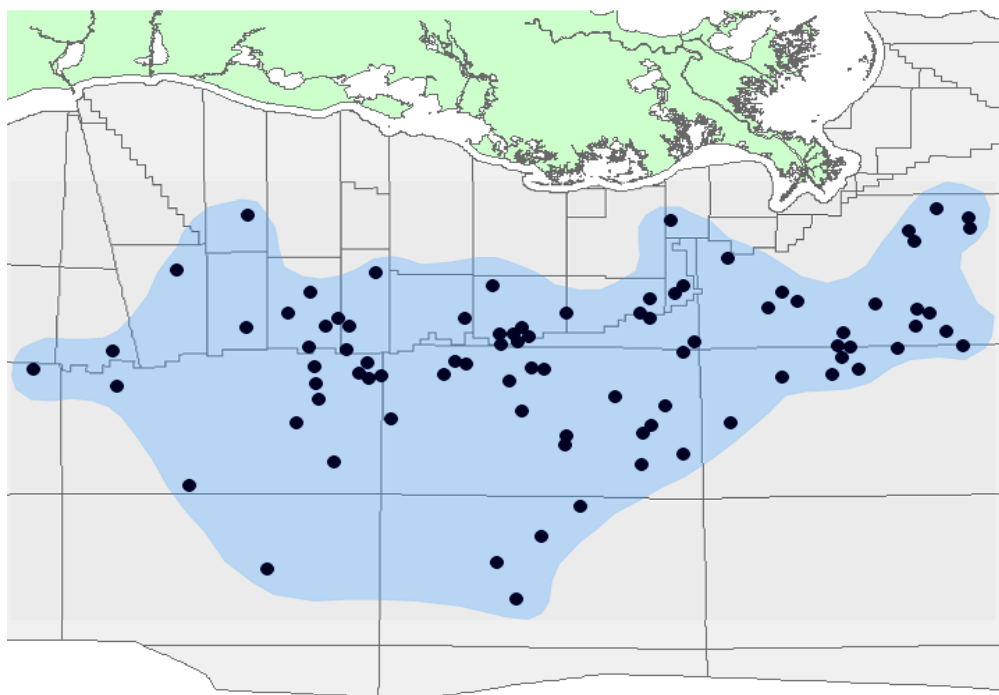
### 3.5 EVOLUÇÃO DA EXPLORAÇÃO ATRAVÉS DE CAMADAS SALINAS NO GOLFO DO MÉXICO

Há muitos anos, o Golfo do México é conhecido como uma localidade de potencial positivo para a indústria petrolífera. Muito se pesquisou e desenvolveu com as acumulações de petróleo ali presentes, estimulando o desenvolvimento de técnicas para se explorar em regiões com camadas salinas (Figura 3.25), uma vez que seus reservatórios ricos em hidrocarboneto encontravam-se nas proximidades ou até mesmo abaixo destas formações geológicas (LEAVITT et. al., 2008).

Neste sentido, este tópico apresenta algumas menções a respeito da evolução das descobertas nesta região, bem como as principais técnicas aprimoradas e desenvolvidas para se garantir os progressos exploratórios em regiões semelhantes.

#### 3.5.1 Evolução das descobertas

No Golfo do México, as descobertas foram sendo realizadas ao mesmo passo que as técnicas de exploração eram desenvolvidas. Assim, a perfuração de poços cada vez mais profundos e através de camadas de sal foi sendo viabilizada, difundindo *know-how* e tecnologia para atividades em regiões similares, as quais se espalham hoje por vários países (Figura 3.21) (ABURTO, 2009). Até meados da década de 80, quando se encontravam camadas de sal, o potencial de acumulação de hidrocarboneto abaixo das mesmas era considerado inexistente. Muitos dos poços com metas até regiões abaixo das camadas de sal foram descobertas acidentais, desenvolvidas devido à necessidade dos operadores em buscar as causas de anomalias de refletores sísmicos (GOMOCS, 2010).



Fonte: GOMOCS, 2010.

Figura 3.25 - Destaque de poços e da região salina do Golfo do México.

A primeira atividade do subsal do Golfo do México foi realizada em 1983, com perfuração de um poço em Shoal Ship 366 (OCS-G-0558), através de duas camadas finas de sal, totalizando 295 m de espessura. Ao longo dos anos seguintes, as atividades passaram a ser esporádicas, se destacando, porém, a empresa Diamond Shamrock, em 1986, com a perfuração do poço OCS-G-07719 em South Marsh Island 200. Penetrando 990 m de sal grosso, encontrou-se um rico reservatório de aproximadamente 1.000 m de espessura em formações geológicas do tipo arenito. Alguns anos mais tarde, em 1990, na região de Mississippi Canyon 211, com o poço OCS-G-08803, a Exxon Mobil perfurou através de 3.300 m de sal em águas ultraprofundas. Mas foi em 1993, com a descoberta do campo de Mahogany que o primeiro petróleo comercial foi extraído do subsal do Golfo do México. A partir de então, as atividades exploratórias aumentaram consideravelmente nestas áreas (NETL, 2002).

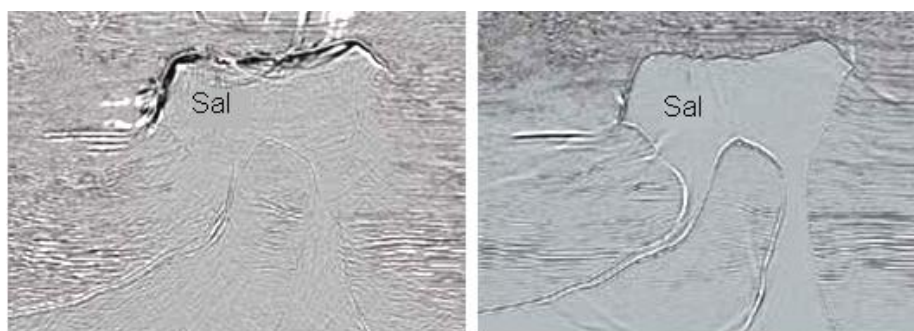
Em julho de 1998, a Anadarko anunciou uma descoberta em Eugene Island 346 (OCS-G-14482), apelidando-a de Tanzanite (140 Mboe). O poço descobridor foi perfurado a uma profundidade total de aproximadamente 6.300 m, penetrando cerca de 2.400 m de sal. A BP também fez importantes descobertas, compreendendo tanto as regiões do subsal como as de águas profundas e ultraprofundas do Golfo do México. Em 1998, a BP realizou a descoberta de Atlantis (575 Mboe), em Green Canyon 699 (OCS-G-15604) e, em

1999, o campo de Mad Dog (300 a 450 Mboe), em Green Canyon 826 (OCS-G-09982), com produção iniciada em 2005; e juntamente com a Exxon Mobil, descobriu o campo Thunder Horse (OCS-G-09868), a 6.050 m de profundidade, com reservas estimadas em 2,5 Bboe (NETL, 2002). Todas estas atividades associaram-se com a dificuldade em se explorar nas proximidades ou mesmo na presença de formação salina. Ainda presentes, as técnicas de exploração foram sendo aprimoradas, ao mesmo tempo em que se adquiria conhecimento de como as atividades nessas regiões deveriam ser realizadas. Assim, o Golfo do México serviu como precursor para desenvolvimento e aprimoramento de técnicas para vencer ou melhorar o desempenho das atividades de exploração, haja vista as particularidades apresentadas pelas atividades exercidas nessas regiões (ABURTO, 2009).

A seguir se comentam aspectos relevantes, ressaltando técnicas de exploração aprimoradas no Golfo do México, compreendendo tanto a geofísica como as atividades de perfuração.

### 3.5.2 Sísmica (RTM)

Uma das técnicas comprovadas em atividades no Golfo do México foi a de análise sísmica utilizando-se de *reverse time migration* (RTM). Esta técnica possibilitou combinações avançadas de algoritmos, oferecendo como um todo, um melhoramento das imagens, muitas vezes distorcidas e de difícil interpretação. Em vários casos recentes, a técnica de RTM, utilizada pela empresa GX Technology, produziu imagens mais nítidas do subsal (FARMER et. al., 2006). Na Figura 3.26 é mostrado como os contornos da imagem da direita ficam mais nítidos do que os apresentados na imagem da esquerda.

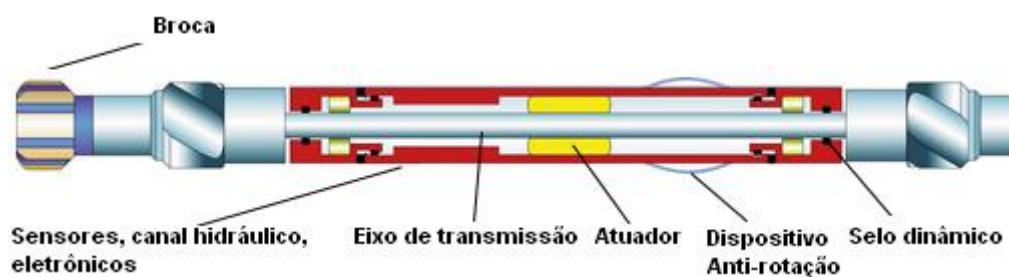


Fonte: FARMER et. al., 2006.

Figura 3.26 - Imagem do subsal utilizando técnicas comuns de mapeamento sísmico (esquerda) e RTM (direita).

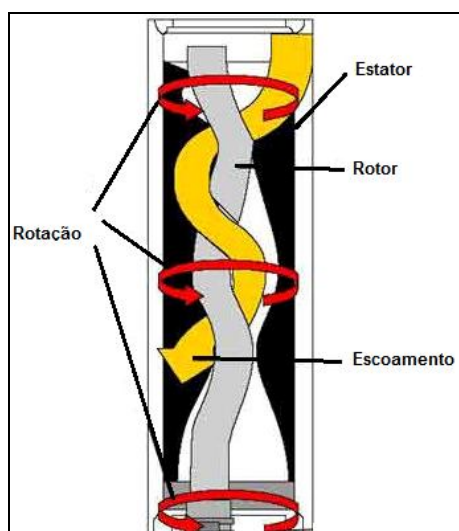
### 3.5.3 Método de perfuração (motor RSS)

Nas atividades de perfuração foram sendo relatadas, durante anos, as características que aumentavam seu desempenho. Engenheiros de perfuração optavam por perfurar as rochas salinas, saindo delas em regiões onde a base do sal e os sedimentos subjacentes formassem o menor declive possível, uma vez que tendem a ser mais estáveis (PEREZ, 2008). Além deste fato, foi no Golfo do México que engenheiros iniciaram a utilização do *rotary steerable system* (RSS), onde, em substituição aos motores de fundo, é capaz de proporcionar direção durante a atividade de perfuração sem a necessidade de interromper a operação, auxiliando contra prisão de coluna de perfuração, limpeza de poço e direção de percurso. (ABURTO, 2009). Na Figura 3.27 é mostrado um RSS e na Figura 3.28, o princípio de funcionamento de um motor de fundo, o qual, em equipamentos mais recentes, já é utilizado juntamente com um RSS.



Fonte: PROHASKA, 2009.

Figura 3.27 - Componentes do *bottom hole assembly* e de um *rotary steerable system*.



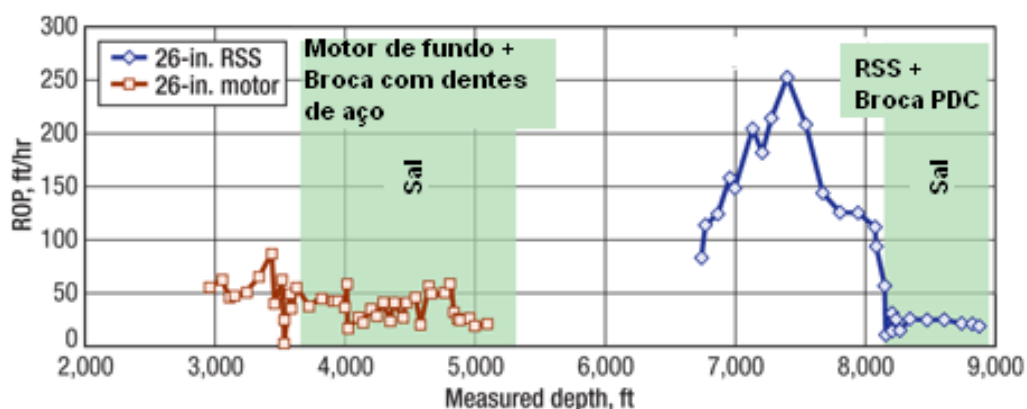
Fonte: PROHASKA, 2009.

Figura 3.28 - Princípio de funcionamento de rotação um motor de fundo.



A grande vantagem observada em se utilizar este tipo de sistema é a diminuição da vibração nas atividades de perfuração, algo que se não devidamente mitigado, acarreta numa maior tendência do corpo salino de se movimentar, o que além de atrapalhar o desempenho das atividades nestas regiões, pode ocasionar danos aos dutos. Outro fator positivo é a possibilidade de se perfurar poços direcionais com ângulos mais agudos, e com maior precisão. Assim é possível acessar regiões sem a necessidade de atravessar estruturas salinas, ou mesmo se havendo necessidade, permite a perfuração direcional com ângulos de entrada e de saída mais precisos, além de proporcionar um aumento de desempenho quando se perfura sal, de 20% a 40%, dependendo das características da operação (PEREZ, 2008; ABURTO, 2009).

Na Figura 3.29 é mostrada uma comparação de desempenho na utilização de motores de fundo e RSS, para atividades da Schlumberger relacionadas com a perfuração de sal (ABURTO, 2009).



Fonte: ABURTO, 2009.

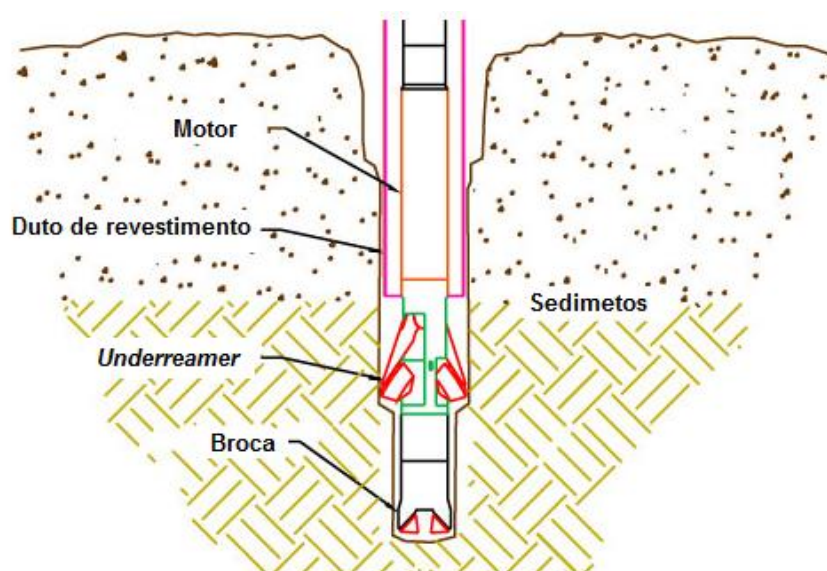
Figura 3.29 - Comparação de desempenho para perfuração de sal com motores de fundo de *rotary steerable system*.

#### 3.5.4 Técnica de perfuração (EWD)

Durante vários anos, foi feito um levantamento de dados de variáveis visando a otimização das atividades, em específico para a região do Golfo do México. Registraram-se dados referentes a taxas de penetração, vibrações, trepidações, etc., para diferentes localidades e características de atividade em regiões salinas, criando uma base de dados, a qual foi utilizada para o desenvolvimento de *softwares* (PEREZ, 2008). Como primeiro benefício, teve-



se a evidência da melhoria com o alargamento da região do poço, enquanto perfurando camadas de sal. Esta técnica é conhecida como *elargement while drilling (EWD)* (Figura 3.30). Entre as vantagens, inclui-se a possibilidade de se ter um diâmetro de poço significativamente maior do que o diâmetro da broca utilizada. Com isto, a proximidade do diâmetro externo do *casing* a ser utilizado para revestir esta seção se aproxima do diâmetro interno do *casing* utilizado na seção anterior, garantindo a homogeneidade interior do poço revestido. Além disto, com esta técnica, se tem uma região anular maior, permitindo a cimentação com uma camada mais espessa, suprimindo assim as possíveis reações, bem como salinização do cimento, reações abundantes em atividades neste tipo de situação (PEREZ, 2008; ZHONG, 2008).



Fonte: PROHASKA, 2009.

Figura 3.30 - Esquema do processo de *elargement while drilling*.

### 3.5.5 Broca de perfuração (PDC)

Também constatado no Golfo do México, foi o alto desempenho na utilização de brocas do tipo PDC. A sua técnica de penetração através do cisalhamento aumenta a taxa de penetração, exigindo um menor peso na broca de perfuração (WOB). Também, por possuir uma vida útil mais prolongada, a utilização de PDC permite atravessar as camadas de sal em uma única seção, dependendo de sua espessura, fazendo com que o tempo total gasto para perfurar e revestir a seção do sal seja mais rápido (PEREZ, 2008; ZHONG, 2008; ABURTO, 2009).

### 3.5.6 Fluidos de perfuração

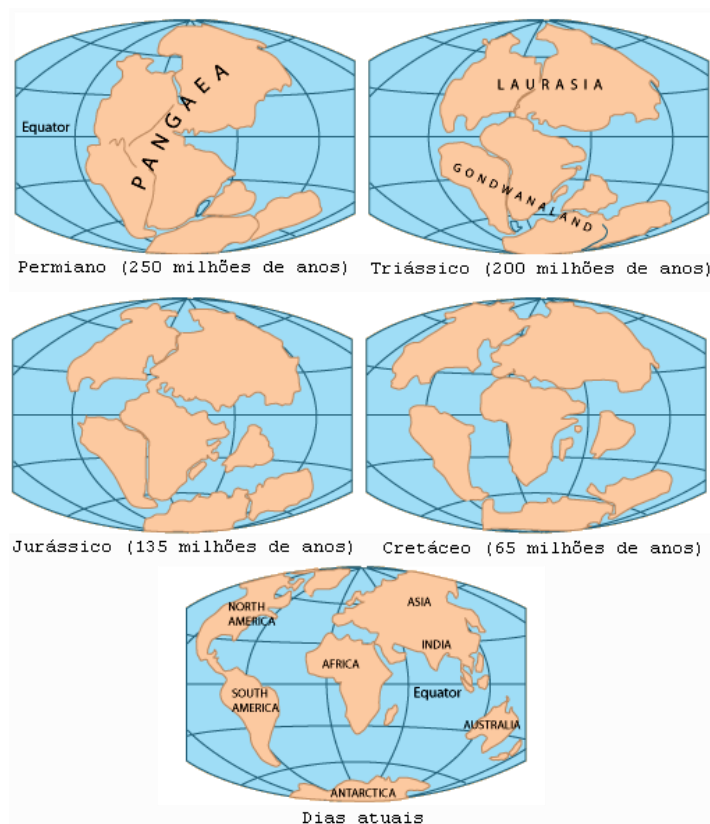
Outra variável muito importante otimizada durante as atividades no Golfo do México foi o fluido de perfuração. Após testes, verificou-se a possibilidade de utilização de lama à base de água não saturada, visando à dissolução da formação salina na lama a medida que esta tende a se movimentar (*creeping*). Esta técnica se mostrou eficaz somente para pequenas seções de sal, uma vez que com a circulação da lama de perfuração, ela se torna saturada quando próximo da extremidade da broca. Já para seções mais espessas, sua característica deve ser sempre baseada no princípio da lama saturada com sal, de modo a prevenir à dissolução da formação salina na lama, evitando alargamento da parede do poço, erosões, etc. A utilização de lama à base de óleo sintético também se mostrou eficaz. Independentemente do fato de ser um tipo de lama de perfuração de um custo mais elevado, a lama à base de óleo sintético garante uma maior integridade das paredes do poço na região do sal e uma taxa de perfuração mais elevada (DUESSEALT, 2004; PEREZ, 2008).

## 4 EXPLORAÇÃO NO PRÉ-SAL BRASILEIRO

Neste capítulo será desenvolvida uma breve caracterização da bacia sedimentar brasileira, na região do pré-sal da bacia de Santos. As camadas salinas do pré-sal, nessa região, originaram-se de processos de separação continental seguida de deposição de evaporitos, assunto detalhado a seguir.

### 4.1 FORMAÇÃO DE EVAPORITOS NO LITORAL BRASILEIRO

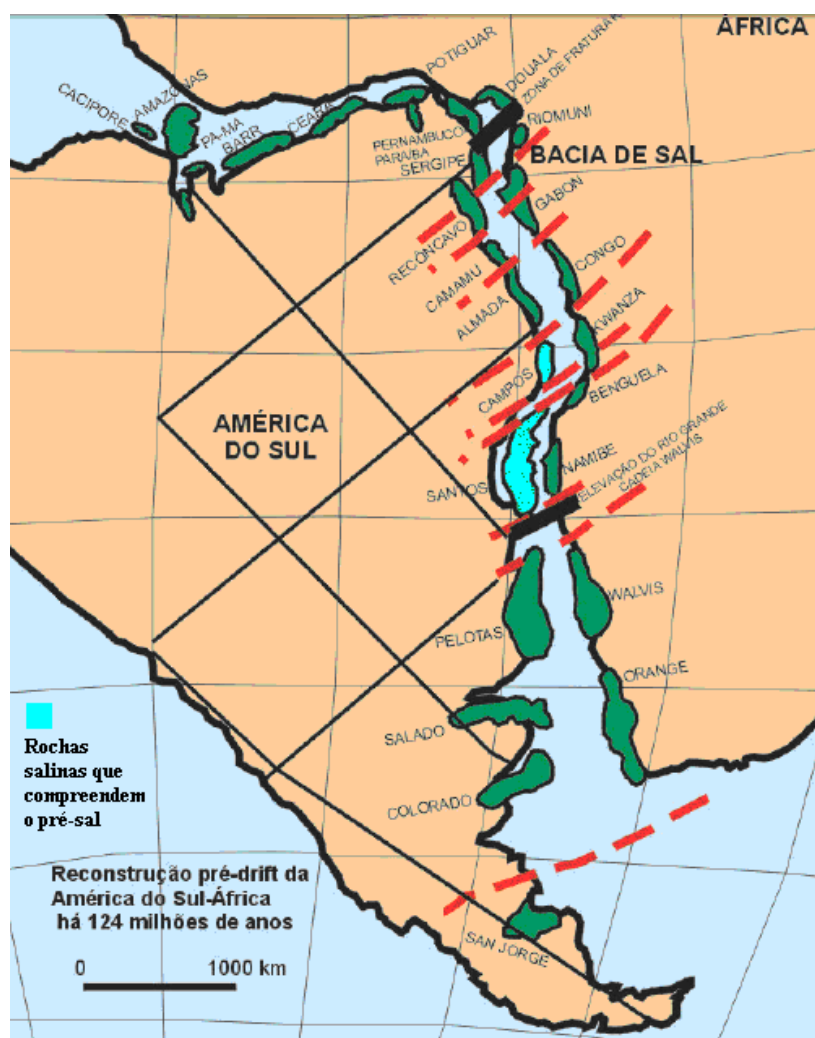
No Brasil, as camadas do sal que compreendem a região do pré-sal foram originadas através da evolução do afastamento entre o continente americano e africano. Este processo iniciou-se na transição da era permiana para a triássica, entre 200 e 250 milhões de anos atrás, com a separação da Pangea. Com o desenvolvimento da separação dos continentes, deu-se origem à Laurasia e a Gondwanaland e, posteriormente, após o início da era jurássica (135 milhões de anos), à forma atual (Figura 4.1).



Fonte: EARTHGUIDE, 2010.

Figura 4.1 - Evolução do processo de separação continental.

Esta linha de desenvolvimento explica a formação dos evaporitos da costa brasileira e africana. Foi entre o período Jurássico e Cretáceo, há aproximadamente 100 milhões de anos, com a separação da África e América do Sul que o processo para a formação das camadas salinas ali presentes tiveram início. Durante a separação, originaram-se golfos e lagunas, os quais, com o abastecimento intermitente de água do mar, seguido do clima decorrente da localização próxima ao equador, sofreram condições mínimas para formação dos depósitos evaporíticos hoje similarmente existentes ao longo do litoral brasileiro e africano (Figura 4.2).



Fonte: BOTELHO, 2008.

Figura 4.2 - Ligação continental existente entre América do Sul e África, realçando aglomerados de evaporitos e a região do pré-sal.

A característica atual de aglomerações salinas não interligadas, presentes em diferentes bacias brasileiras, como é o caso da bacia de Campos, bacia de Santos, deve-se ao fato de que em determinadas regiões, os golfos e lagunas desenvolveram-se isoladamente, condicionando o ambiente com a configuração hoje ali existente.

#### 4.2 CARACTERÍSTICAS DO PRÉ-SAL E DA BACIA DE SANTOS

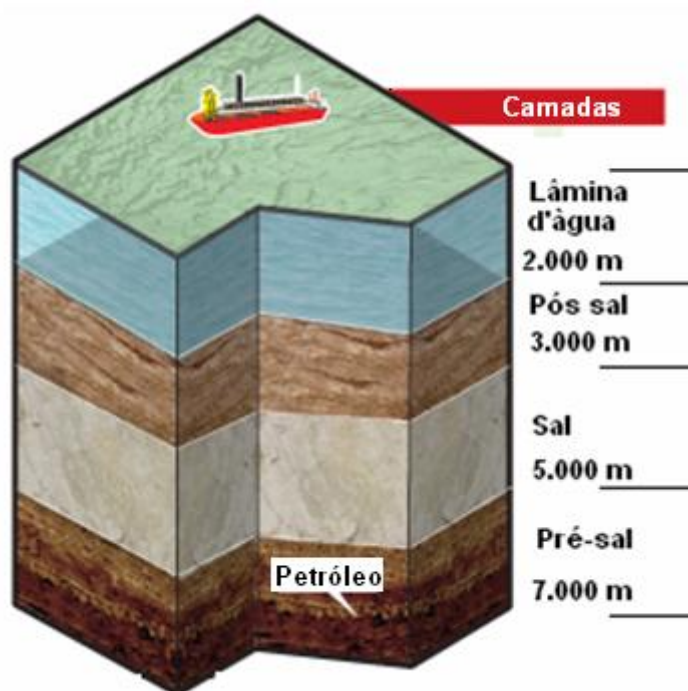
O pré-sal abrange uma área total de aproximadamente 142.000 km<sup>2</sup>, possuindo 800 km de comprimento e, em determinadas de regiões, 200 km de largura. A bacia de Santos localiza-se neste meio, a 350 km da costa (Figura 4.3).



MONTEIRO, 2009.

Figura 4.3 - Mapa demonstrando as reservas do pré-sal e delimitação da região salina.

Na Figura 4.4, pode ser verificado uma representação da seção transversal da região do pré-sal, compreendendo desde a superfície até o reservatório.

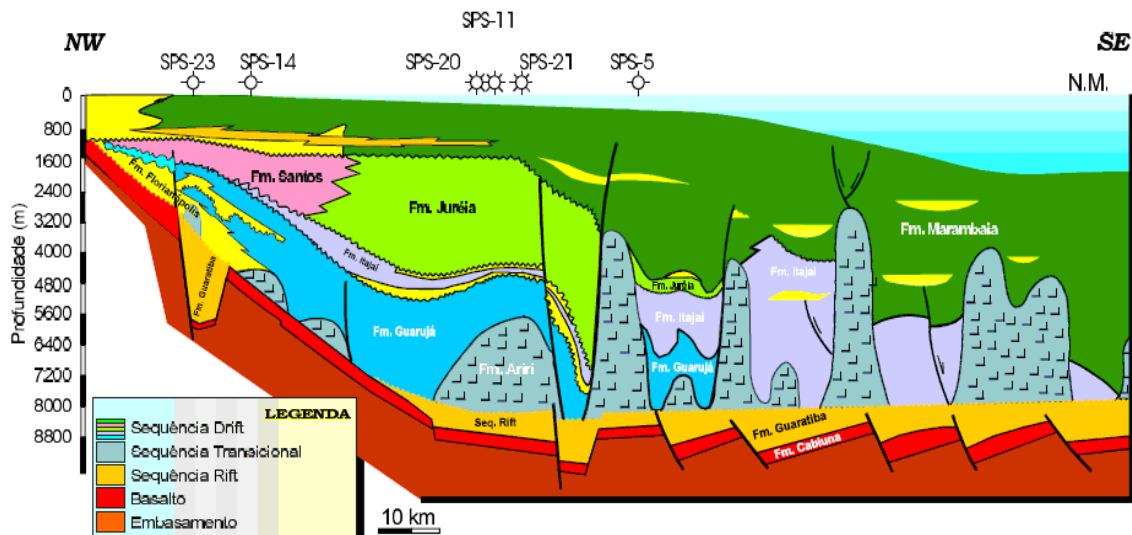


Fonte: NASCIMENTO, 2010.

Figura 4.4 - Representação da seção transversal da região do pré-sal.

Como mostrado na Figura 4.3, a maior parte da região do pré-sal situa-se na bacia de Santos. Sua seção geológica típica pode ser vista na Figura 4.5, onde se verificam também algumas falhas e diapirismo, bem como formações geológicas Fm. Guaratiba e a Fm. Ariri, sendo estas o reservatório do pré-sal (rochas carbonáticas), e as rochas salinas que compreendem o pré-sal, respectivamente. Estas formações geológicas serão detalhadas posteriormente, com a apresentação do perfil da região de Carioca, através de relatórios do poço 1-SPS-50. Será mostrada também a heterogeneidade das formações geológicas deste poço, em específico da camada de sal (SOMBRA, 2010).

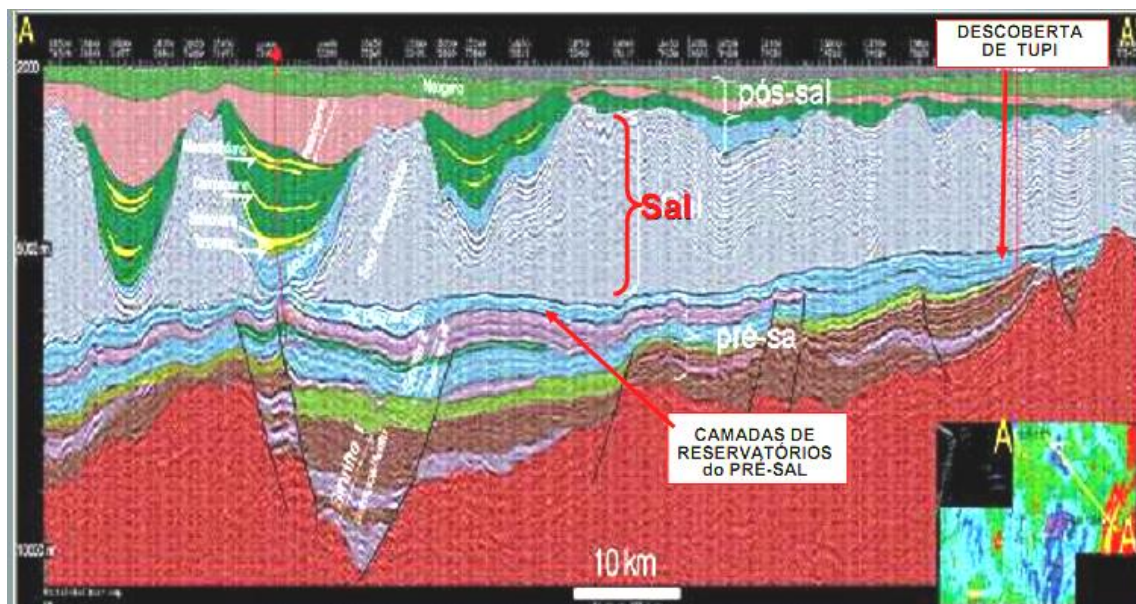




Fonte: BDEP, 2007.

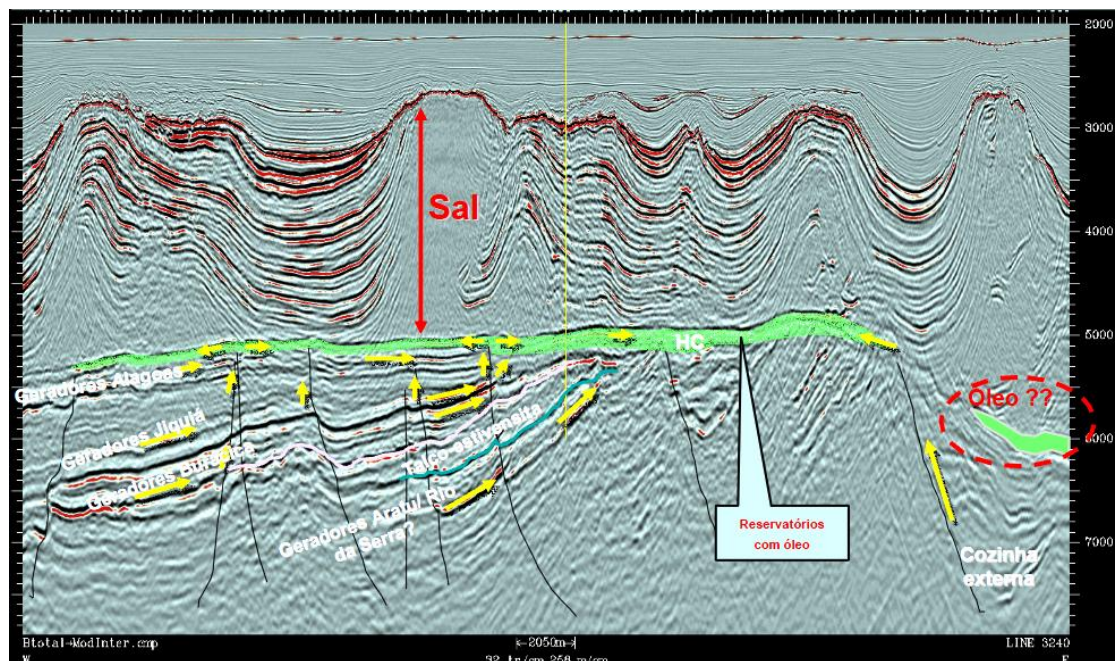
Figura 4.5 - Seção geológica da bacia de Santos.

Nas Figuras 4.6 e 4.7 são mostradas as respostas sísmicas da seção geológica de uma porção do reservatório do pré-sal, destacando a região de Tupi.



Fonte: FORMIGLI, 2007.

Figura 4.6 - Resposta sísmica dos reservatórios do pré-sal.



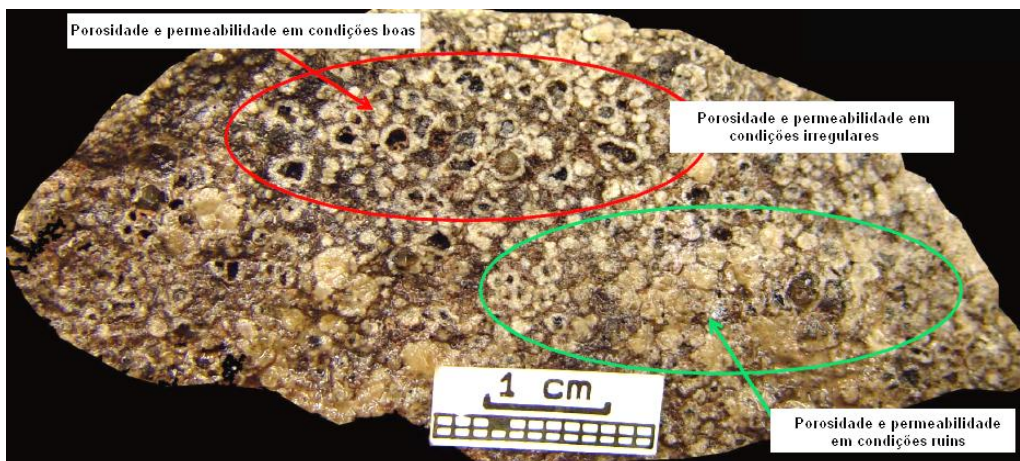
Fonte: TOURINHO, 2008.

Figura 4.7 - Resposta sísmica dos reservatórios do pré-sal.

As rochas reservatório do pré-sal são rochas sedimentares carbonáticas do tipo calcário microbial. Os carbonatos podem ser denominados do tipo calcário ou dolomito, sendo os calcários compostos principalmente de calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) e os dolomitos sobretudo por dolomita ( $\text{CaMg}\{\text{CO}_3\}_2$ ) (SACHSENHOFER, 2009). A maior parte destas rochas tem origem biológica, formando-se em ambientes marinhos pela deposição de conchas e esqueletos de outros organismos. Em reservatórios compostos por este tipo de formação existem incertezas em termos de recuperação de óleo, uma vez que apresenta uma distribuição de permeabilidade heterogênea, caracterizando algumas porções das rochas com boa qualidade de fluxo e outras, com uma qualidade pior. Neste sentido, a determinação do fluxo de fluido em seu interior fica incerta, o que acarreta a dificuldade em se determinar como esse reservatório se comportará em termos de distribuição e saturação, quer seja de óleo, gás ou água (FORMIGLI, 2007; PETROBRAS, 2008).

Na Figura 4.8 visualiza-se uma amostra de rocha do campo de Tupi, apresentando na parte superior e inferior, aparentemente, qualidade boa e ruim em relação à porosidade e permeabilidade, respectivamente.





Fonte: TOURINHO, 2008.

Figura 4.8 - Amostra de rocha reservatório do pré-sal, campo de Tupi.

### 4.3 DESENVOLVIMENTO EXPLORATÓRIO

A descoberta da existência de reservatórios no pré-sal *offshore* brasileiro deve-se a estudos que vêm sendo realizados no litoral brasileiro há anos. Com projetos e programas junto a universidades, pesquisas puderam ser realizadas também no âmbito dos programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) da Petrobras, auxiliando no seu estudo. São exemplos: programa tecnológico de águas profundas (Procap), Programa tecnológico para o desenvolvimento da produção de reservatórios pré-sal (Prosal), Programa tecnológico de fronteiras exploratórias (Profex), Programa tecnológico de recuperação avançada de petróleo (Pravap), Programa tecnológico de óleos pesados (Propes) e Programa técnico de estudos relacionados a CO<sub>2</sub> (ProCO<sub>2</sub>). Este se refere aos estudos relacionados com CO<sub>2</sub>, presente em alta quantidade em algumas regiões do pré-sal, com concentrações, segundo Silva (2010), variando de 2% a 35%. O Propes foi muito importante no campo de Tambuatá (bacia de Santos), região com acumulações de hidrocarbonetos pesados. O Prosal, tido como de alta importância no momento, visa desenvolver e disseminar tecnologia para desenvolvimento de toda a seção do pré-sal (FRAGA, 2009).

A fim de viabilizar o desenvolvimento destes recursos, criaram-se planos diretores de desenvolvimento e planos de negócios. Um exemplo é o plano diretor de desenvolvimento do pólo pré-sal (Plan-sal), o qual tem como principal objetivo identificar as estratégias a serem implementadas, partindo do estágio atual de conhecimento das características dos reservatórios descobertos, e paralelamente avaliar as condições da indústria, desde os aspectos

regulatórios até os aspectos de suprimento de recursos. O Plan-sal divide-se em cinco segmentos: exploração, produção, infraestrutura, transporte de óleo e transporte de gás (FORMIGLI, 2007).

Os primeiros indícios de hidrocarboneto no pré-sal foram encontrados na bacia de Santos, no bloco BM-S-10 (Parati), em agosto de 2005. Seguindo desta descoberta, deu-se início a uma série de atividades e respectivas descobertas ao longo destes últimos anos. Em outubro de 2006, confirmou-se a descoberta de óleo de 30° API no campo de Tupi (BM-S-11). O teste realizado em poço vertical revelou uma vazão de 4.900 bpd e 150.000 m<sup>3</sup> de gás natural por dia. Em meados de setembro de 2007, foi encontrada uma jazida de óleo leve de aproximadamente 27,5° API na região de Carioca (BM-S-09). Após análises, em novembro de 2007, estimou-se um total de volume recuperável entre 5 e 8 Bboe para a área de Tupi. Tendo em vista este fato e supostas imposições e pressões por parte da Petrobras, a ANP retirou da nona rodada de licitação 41 blocos adjacentes à área de Tupi. Um mês mais tarde, em dezembro de 2007, comprovou-se também a ocorrência de jazidas de óleo leve em profundidade de aproximadamente 5.350 m, na área de Caramba, Bloco BM-S-21, 280 km da costa de São Paulo (BDEP, 2007; CARDOSO, 2009; FORMIGLI, 2009).

Em janeiro de 2008, a uma distância de aproximadamente 290 km da costa do Rio de Janeiro, no bloco BM-S-24, na área de Júpiter, com 5.252 m de profundidade, comprovou-se uma grande jazida de gás natural e de condensados. Em abril de 2008, a Petrobras criou a Gerência Executiva do Pré-Sal, para coordenar as atividades de E&P na área do pré-sal. Subordinada à diretoria de E&P da Petrobras, é responsável pela coordenação dos planos de avaliação das áreas onde há descobertas e pelos TLD, cujo objetivo é recolher informações técnicas para o desenvolvimento dos reservatórios, incluindo seu comportamento para produções de longo prazo, movimentação ou drenagem de fluídos durante a produção e estudos para melhor definir a geometria de poços adjacentes.

Em maio de 2008, no campo de Bem-te-vi, situado no bloco BM-S-08, comprovou-se a existência de petróleo leve, com densidade entre 25° e 28° API, a 250 km da costa paulista e a uma profundidade de 6.773 m. Em junho de 2008 foi feita uma nova descoberta de óleo no pré-sal da bacia de Santos, no bloco BM-S-09, no campo de Guará com o poço 1-RSA-594-SPS, localizado a 310 km da costa de São Paulo, região com lâmina d'água de 2.141 m. Foi nesta época também que a Exxon Móbil deu início à perfuração no bloco

BM-S-22. Em agosto de 2008, próximo a Tupi, comprovou-se a presença de óleo leve (aproximadamente 30° API), na região hoje denominada de Iara. Este novo poço descobridor localiza-se na área menor do bloco BM-S-11, a cerca de 230 km do litoral da cidade do Rio de Janeiro, a cerca de 5.600 m de profundidade e lâminas d'água de 2.230 m. Em setembro de 2008 a Petrobras deu início à produção do primeiro óleo da camada pré-sal, no campo de Jubarte, através do poço 1-ESS-103 interligado à FPSO Juscelino Kubitschek (P-34). Localizado na bacia de Campos, no litoral sul do Espírito Santo, exigiu investimentos de cerca de R\$ 50 milhões (CARDOSO, 2009; FORMIGLI, 2009).

Em maio de 2009, iniciou-se o TLD do campo de Tupi, através do poço 1-RJS-646, em lâmina d'água de 2.140 m, o qual foi interligado ao FPSO BW Cidade de São Vicente (capacidade de produção de 30.000 bpd) (CARDOSO, 2009; FORMIGLI, 2009).

Dos blocos que ganharam destaque na evolução das descobertas realizadas no pré-sal, na bacia de Santos a Petrobras apresenta-se como operadora (a empresa operadora é a responsável pela condução das atividades de exploração e de produção do bloco, providenciando tecnologia, pessoal e recursos materiais para seu desenvolvimento) majoritária (Tabela 4.1). Dos onze blocos apresentados, a Petrobras opera dez, possuindo 100% de participação em dois blocos, o BM-S-17 e BM-S-42 (FORMIGLI, 2007).

Tabela 4.1 - Tabela de blocos licitados da bacia de Santos com as respectivas participações de empresas.

Bloco		Divisão	
Denominação	Nome do prospecto/ descoberta	Operadora	Não operadora
BM-S-08	Bem-te-vi	Petrobras (66%)	Shell (20%), Petrogal (14%)
BM-S-09	Carioca/Guará	Petrobras (45%)	BG (30%), Repsol YPF (25%)
BM-S-10	Parati	Petrobras (65%)	BG (25%), Partex (10%)
BM-S-11	Tupi/Iara	Petrobras (65%)	BG (25%), Petrogal (10%)
BM-S-17		Petrobras (100%)	
BM-S-21	Caramba	Petrobras (80%)	Petrogal (20%)
BM-S-22	Ogum	Exxon Mobil (40%)	Petrobras (20%), Hess (40%)
BM-S-24	Júpiter	Petrobras (80%)	Petrogal (20%)
BM-S-42		Petrobras (100%)	
BM-S-50	Sagitário	Petrobras (60%)	BG (20%), Repsol YPF (20%)
BM-S-52		Petrobras (60%)	BG (40%)

Fonte: FORMIGLI, 2007.

Segundo Formigli (2007), as empresas operadoras pretendem iniciar a produção em todas as áreas descobertas dentro dos próximos dez anos. Com isto, a demanda por equipamentos e FPSOs está sendo acentuada. Pretende-se colocar em operação dez FPSOs e afretar, pelo menos, quarenta unidades de perfuração para utilização em águas ultraprofundas no plano de desenvolvimento do pré-sal (FORMIGLI, 2007).

#### 4.4 TÉCNICAS UTILIZADAS NO PRÉ-SAL

Quando se trata de exploração petrolífera, a adoção de tecnologia de ponta permite reduzir os tempos nas atividades prévias à produção, uma vez que “tempo é dinheiro”. Mas, quanto mais tecnologia de ponta é utilizada, maior é o valor agregado na operação, refletindo na necessidade do preço do petróleo estar a um valor compensador, a fim de garantir o retorno econômico. Assim, enfrentando o desafio de ampliar a produtividade a custos competitivos, serão descritas a seguir algumas técnicas que vêm sendo utilizadas no pré-sal.

##### 4.4.1 Caracterização do reservatório

No pré-sal, um grande problema enfrentado é o imageamento dos reservatórios profundos mediante os levantamentos sísmicos. Com a profundidade, a quantidade de energia que chega ao ponto de reflexão é pequena, devido ao espalhamento e distorções provocadas pela superfície rugosa do topo do sal. Assim, como pouca energia é transmitida para as camadas mais profundas, conseqüentemente, uma quantidade ainda menor de energia é refletida e pouca energia retorna à superfície para ser registrada. Além disso, o forte contraste de impedância do fundo do mar, do topo do sal e da base do corpo do sal, são situações geológicas ideais para a geração de reflexões múltiplas, acarretando em baixa razão de sinal/ruído. Como solução, vêm sendo empregados cabos de aquisição tipo *wide* e *multi azimuth*, os quais permitem aumento da refletividade, e assim, da continuidade de seções do subsal, aumentando a razão sinal/ruído (VARTAN, 2008).

Com o aperfeiçoamento das técnicas de sísmica registra-se um acúmulo dos dados gerados. Segundo Vartan (2008): “Com a técnica de *wide azimuth*, a cada 14 segundos, 6.480 canais são registrados 500 vezes por segundo, por

uma resolução de 4 bytes, o que dá 12,96 Mbytes por segundo, perfazendo 1,12 Tbytes de informações diárias.” Necessita-se assim de *hardwares* de grande porte, capazes de suportar e processar tal volume de informação. Como alternativa, está sendo utilizado o processamento paralelo, onde vários *hardwares* processam “pedaços” de rotinas separadamente, juntando-as ao final, gerando resultados de forma mais rápida e com utilização de menos periféricos (SOMBRA, 2010).

Na região do pré-sal, já se usa cabos de aquisição sísmica com 12 sensores, e 10 km de extensão, também utilizados na região de Tupi (SOMBRA, 2010). Nesse contexto se estima que seja necessário um preço de barril de petróleo de no mínimo US\$ 50,00, de modo que os investimentos em equipamentos deste porte sejam vantajosos (PERUZOLLO, 2008). Segundo Sombra (2010), está sendo muito utilizada no pré-sal a técnica de Kirchoff e RTM de 30 Hz e 60 Hz bem como *Coil Shooting* (técnica onde cabos de detecção *azimuth* são arranjados em círculos), o que permite abranger uma região maior.

Para a modelagem da geo-mecânica, estão sendo utilizadas técnicas para reconhecer limites de fraturamentos locais. Assim, depois de definido o modelo sísmico, será possível mostrar localidades de falhas, para então se criar modelos de movimentação dos fluidos, para viabilizar um modelo geológico estrutural do reservatório. Neste sentido, já estão sendo conectadas as regiões de Tupi, Guará e Carioca, a fim de criar modelos de saturação, permeabilidade e porosidade, fundamentais para determinação do modelo de escoamento dos fluidos do reservatório. Ressalta-se que, ao contrário dos turbiditos, que predominantes no pós-sal, os carbonatos apresentam muitas reações fluido-rocha. Segundo Sombra (2010) as experiências até o momento existente compreendem os turbiditos e não os carbonatos, motivo pelo qual ainda não se tem modelamentos 4D (espaço-temporais) da região do pré-sal.

#### 4.4.2 Exploração (curva de aprendizagem)

É comum na indústria de petróleo se utilizar a linha de aprendizagem durante prospecções, de maneira que tendências ou técnicas aprimoradas durante atividades em um poço ou campo possam ser utilizadas nas atividades de outros, de maneira que isso permita a realização de atividades seqüenciais

de maneira mais rápida e eficaz e, conseqüentemente mais barata. Esta técnica está sendo utilizada no Brasil, mas considerando ambientes isolados, de maneira que as variáveis não fiquem limitadas a atividades das regiões do pré-sal, para as quais ainda não se dispõe de uma ampla base de dados (MIRANDA, 2010).

No contexto mundial e brasileiro, são encontradas perfurações através de camadas de sal, prospecção em águas ultraprofundas, acumulações em rochas carbonáticas, mas não é comum se ter todas estas situações em um único ambiente ou cenário. Assim, as atividades de E&P vêm sendo subdivididas em subsistemas chaves, criando fatores e curvas de experiência para cada item chave, de modo que possa ser estabelecida uma curva de experiência, juntando-se por final, os subsistemas anteriormente separados (MIRANDA, 2010).

Até o momento, têm sido evidenciadas algumas famílias de poços como poço vertical total com múltiplas zonas (*full vertical well with multiple zones*), poço vertical simplificado (*vertical well simplified*), poço horizontal (*horizontal well*) e poço aberto (*open hole*). As informações estão sendo coletadas tanto por parceiros da Petrobras como pela própria empresa. Assim, vale destacar o estudo de caso com o poço na região de Carioca, apresentado no próximo capítulo. Da maneira como o poço foi finalizado, se encaixaria na família de poço vertical simplificado, muito embora apresente múltiplas zonas e pudesse ter sido completado de maneira mais detalhada, se encaixando no grupo dos poços verticais com completação total com múltiplas zonas (MIRANDA, 2010).

## 5 OBSERVAÇÕES E SUGESTÕES: UM ESTUDO DE CASO NO CAMPO DE CARIOCA

Neste capítulo, serão abordadas algumas questões técnicas das atividades exploratórias do pré-sal no Brasil, utilizando como estudo de caso o poço 1-SPS-50 (1-BRSA-491-SPS), situado na região de Carioca. Escolheu-se este poço, pois além de ser pioneiro na região de Carioca, na época da solicitação dos dados, a ANP já tinha tornado público muitas de suas informações, sendo então o poço com dados disponíveis que mais apresentava características do cenário estudado neste trabalho. Os relatórios de perfilagem fornecidos (curvas de gamametria - GR, potencial espontâneo - SP e resistividade da formação - RT, comentados no capítulo 3) permitiram analisar a litologia bem como os intervalos com acumulação de hidrocarboneto. As informações fornecidas pelo teste de formação e análise de testemunho auxiliaram na definição do fluido acumulado e da composição da seção salina, respectivamente. Já o relatório de perfuração e completação do poço permitiram verificar as etapas, com detalhes limitados, durante o desenvolvimento da atividade de perfuração e a região canhoneada, na qual foi desenvolvido o teste de formação. Não estavam disponíveis publicamente alguns dados específicos do reservatório, como dados referentes à permeabilidade, porosidade, pressão de fraturamento e dos poros das rochas e composição do fluido de reservatório.

Com os relatórios fornecidos e com as subseqüentes interpretações realizadas, comparando-se também a presente atividade com outras executadas em ambientes semelhantes, chegou-se ao resultado apresentado na Tabela 5.1. Uma descrição dos fundamentos das sugestões apresentadas será detalhada no decorrer deste capítulo.

Tabela 5.1 – Resumo de sugestões para atividades do poço 1-SPS-50.

Tópico	Meio	Análise	Relatório	Proposta
Litologia	Amostra de calha	Espessura Fm. Ariri	2.877,00 m a 5.207,00 m	2.907,00 m a 5202,00 m
Perfuração	Relatório de perfuração	Possibilidade de alterar seções Técnica de perfuração	Base seção intermediária 2.905,00 m Mesa rotativa	Base seção intermediária 2.967,00 m Motor RSS (eficiência 20% maior)
Revestimento	Relatório de perfuração	Dutos alternativos	P110 e Q125	V150
Completação	Relatório e curva RT	Completação limitada	5.226,00 m a 5.302,00 m	Múltiplas zonas de 5.226,00 m a 5.335,00 m

## 5.1 INFORMAÇÕES GERAIS

A descoberta de Carioca situa-se 270 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro, na bacia de Santos. O bloco é operado pela Petrobras em parceria com a BG e Repsol YPF, que detém 45%, 30% e 25%, respectivamente, desse empreendimento. O poço exploratório e descobridor 1-SPS-50 foi finalizado no ano de 2007, fluindo óleo leve (27,5 ° API) a uma vazão média de 440 m<sup>3</sup>/dia e a uma pressão de fundo de poço de 57,55 MPa (BDEP, 2007; FORMIGLI, 2007). A Tabela 5.2 apresenta informações deste poço exploratório, observando que a empresa responsável e a ANP adotam nomenclaturas próprias e diferentes para identificação do poço (Tabela 5.2).

Tabela 5.2 - Informações gerais do bloco exploratório.

<b>Dados gerais da exploração</b>	
<b>Nome</b>	<b>Designação</b>
Bloco	BM-S-09
Consórcio	Petrobras, BG e Repsol YPF
Número de contrato	48610.003884/2000
Número de registro de poço para ANP	86316022285
Nome do poço para ANP	1-BRSA-491-SPS
Nome do poço para operador	1-SPS-50

Fonte: BDEP, 2007.

Desenvolvida entre abril e setembro de 2007, esta atividade exploratória compreendeu um total de 164 dias de operação (tempo total de atividade de perfuração de 105 dias), atingindo uma profundidade total de 5.716 m (Tabela 5.3).

Tabela 5.3 - Informações gerais da exploração.

<b>Dados do poço e sonda</b>	
<b>Evento</b>	<b>Descrição</b>
Início do poço	04/04/2007
Conclusão do poço	09/15/2007
Profundidade (m)	5.716,00
Unidade estratigráfica	Fm. Guaratiba
Sonda	NS-21
Operadora da Sonda	Brasdrill
Coluna de água (m)	2.135,00

Fonte: BDEP, 2007.





Na Tabela 5.4, pode-se verificar que as unidades estratigráficas previstas (Figura 5.2) foram encontradas a profundidades um pouco diferentes. Os objetivos são: a correlação e convergência da identidade local, direcionando o projeto e mitigando erros, surpresas, etc. Primeiramente, as previsões são feitas através de imagens sísmicas e relatórios de atividades exploratórias próximas à região em exploração e durante a atividade de perfuração, com a utilização de equipamentos específicos de perfilagem, estas previsões podem ser confirmadas ou alteradas.

Tabela 5.4 - Profundidade estratigráfica prevista x medida.

<b>Análise Estratigráfica</b>		
<b>Unidades</b>	<b>Profundidade (m)</b>	
	<b>Previsão</b>	<b>Medida</b>
Fm. Marambaia	2.158,00	2.153,00
Fm. Itajaí-Açu	2.713,00	2.732,00
Fm. Itajaí-Açu / Mb. Ilha Bela	-	2.751,00
Fm. Itajaí-Açu	-	2.767,00
Fm. Ariri (sal)	2.870,00	2.877,00
Fm. Guaratiba (pré-sal)	5.268,00	5.207,00

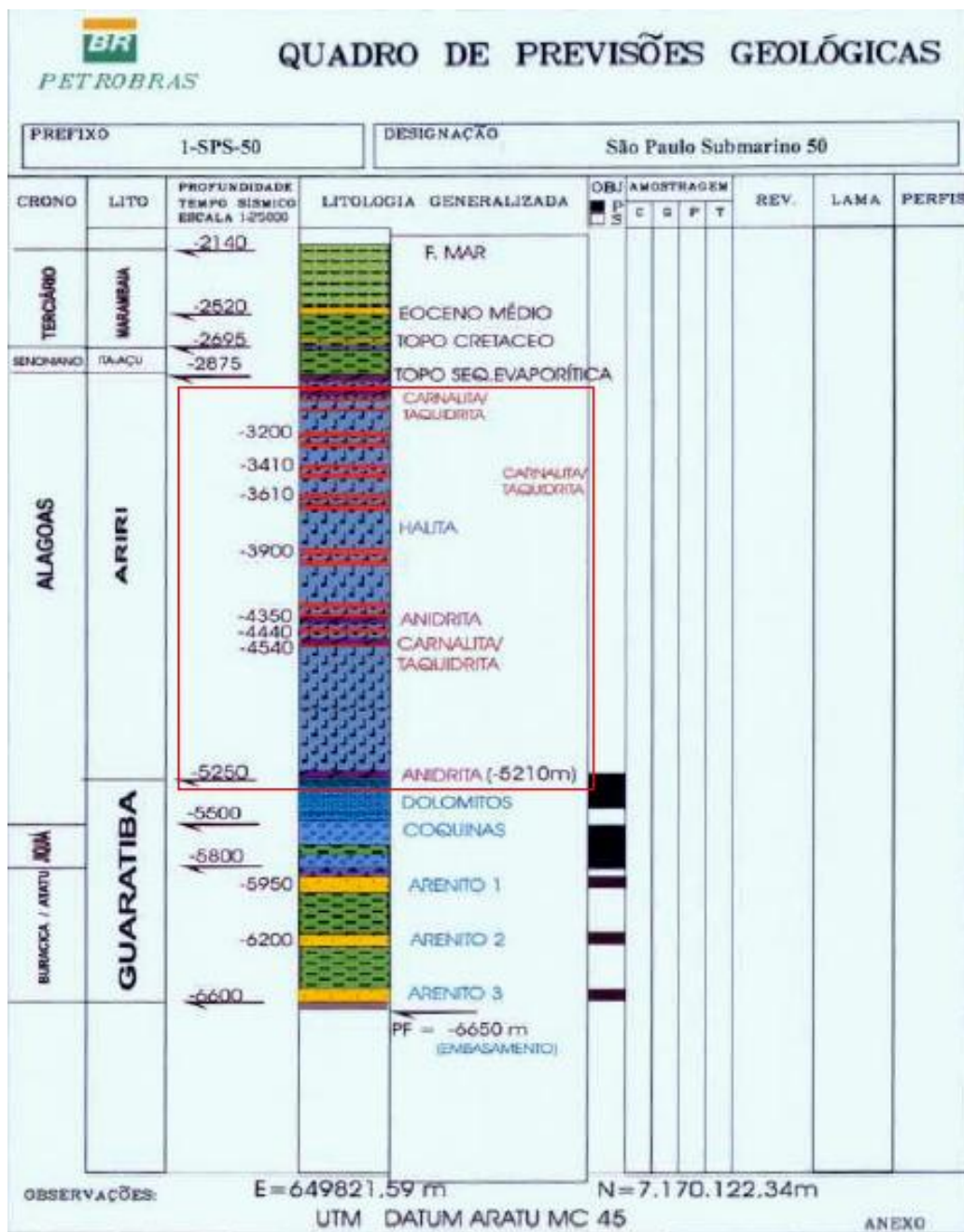
Fonte: BDEP, 2007

Na Figura 5.2 é mostrada a litologia prevista para toda profundidade do poço, iniciando com a formação Fm. Marambaia. Próximo dos 2.751 m verifica-se a formação geológica Fm. Itajaí-Açu/ Mb. Ilha Bela, provinda de turbiditos, reservatório de excelente qualidade. As rochas de turbiditos são compostas por sedimentos heterogêneos, mas com distribuição homogênea entre diferentes camadas que as compõem, possuindo partículas de mesma dimensão, garantindo uma porosidade considerável para cada camada (SACHSENHOFER, 2009). Este tipo de rocha reservatório está presente em várias regiões da bacia de Santos, recebendo bastante destaque.

A partir dos 2.877 m, verifica-se a estrutura geológica Fm. Ariri, a qual é composta de evaporitos. Também conhecidos como camadas de sal, apresenta certa heterogeneidade, sendo composta pelos seguintes sais: anidrita ( $\text{CaSO}_4$ ), taquidrita ( $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ ), carnalita ( $\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ) e halita ( $\text{NaCl}$ ) (BORGES, 2009). A seção representada por Fm. Guaratiba se inicia nos 5.207 m, compreendendo o reservatório em si (BDEP, 2007).

Com a descrição dos intervalos geológicos, é possível deduzir muitas características. Conforme mencionado no capítulo 3, existe uma grande

probabilidade de se confirmar acumulações de hidrocarboneto em rochas reservatório do tipo carbonática, quando sobrepostas por rochas salinas. Sendo este o cenário apresentado, a probabilidade de se ter acumulações na Fm. Guaratiba existia, sendo confirmada através da perfuração deste em poço em análise (1-SPS-50) e com as respectivas atividades de perfilagem. O potencial bem como a qualidade do hidrocarboneto acumulado é então determinado através do processo de avaliação.



Fonte: BDEP, 2007.

Figura 5.2 - Perfil geológico previsto.

Nas Tabelas 5.5, 5.6 e 5.7, através das análises das características da formação, pode ser observado que a litologia mais presente é o calcário, conhecido pelas suas características de ser quebradiço, não muito fácil de ser tratado, e como um reservatório de ótima qualidade. Neste caso específico, trata-se de calcário microbial, que conforme observado no capítulo 4, possui como fonte primária os organismos marinhos, apresentando como característica a possibilidade de apresentar riscos para a produtividade comercial do reservatório (CHAGAS, 2009).

Na Tabela 5.5, nos intervalos de 5.225,64 m a 5.330,65 m e de 5.544,31 m a 5.564,12 m, pode ser verificado que também foi relatada a presença de calcário.

Tabela 5.5 - Litologia interpretadas de perfis corridos no poço.

<b>02 PERFIS</b>							
2.1 Perfis corridos							
EWR/DGR; EWR/DGR/BATSONIC; AIT/CNL/TLD/CMR-PLUS; DSI/RT-SCANNER; MDT; MSCT; OBMI/UBI; VSI.							
2.2 Intervalo (metros)	2.3 Unidade Estratigráfica	2.4 Interpretação de Perfis					
		2.4.1 Litologia	2.4.2 por (%)	2.4.3 SW (%)	2.4.4 EPV (m)	2.4.5 Fluido	2.4.6 Contatos
5.225,64 / 5.330,65	Fm. Guaratiba	CALCÁRIO					
5.544,31 / 5.564,12	Fm. Guaratiba	CALCÁRIO					

Fonte: BDEP, 2007.

Da Tabela 5.6, mostrando algumas das 298 amostras laterais do relatório, verifica-se uma porcentagem alta de calcário microbial. O calcarenito, apresentado nas numerações 224, 225, 226, 229, 230 e 231, compreende rochas formadas por grãos de areia, calcário e quartzo. A marga, apresentada nas numerações 232, 234 e 256, é um tipo de calcário que possui uma concentração de argila de aproximadamente 35%, podendo chegar até um máximo de 60%. A dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ), apresentada pelos pontos 228 e 263, é abundante na natureza e possui como principais minerais sua composição o calcário e o magnésio. O folhelho ou xisto betuminoso (numeração 227) pode ser caracterizado como uma argila impregnada com betume, acompanhada muitas vezes por carvão.

Tabela 5.6 - Amostras laterais.

Litologia da Formação x Profundidade			
Ordem nº	Profundidade	Unidade estratigráfica	Litologia
1	5.330,50	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
12	5.325,00	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
42	5.294,00	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
73	5.278,50	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
104	5.259,50	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
223	5.230,00	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
225	5.702,50	Fm. Guaratiba	Calcarenito
226	5.692,00	Fm. Guaratiba	Calcarenito
227	5.689,00	Fm. Guaratiba	Xisto betuminoso
228	5.676,50	Fm. Guaratiba	Dolomita
229	5.674,50	Fm. Guaratiba	Calcarenito
230	5.665,00	Fm. Guaratiba	Calcarenito
231	5.661,00	Fm. Guaratiba	Calcarenito
232	5.652,50	Fm. Guaratiba	Marga
233	5.649,50	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
234	5.645,50	Fm. Guaratiba	Marga
255	5.545,00	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
256	5.544,00	Fm. Guaratiba	Marga
257	5.543,30	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
262	5.499,00	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
263	5.489,00	Fm. Guaratiba	Dolomita
264	5.485,50	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
290	5.229,50	Fm. Guaratiba	Calcário microbial
298	5.208,50	Fm. Guaratiba	Calcário microbial

Fonte: BDEP, 2007.

Na Tabela 5.7, apresenta-se o teste de amostra de formação para o intervalo de 5.236 m a 5.254 m, com uma recuperação de 95,6%, o que indica que da amostra recolhida e analisada, 4,4% não foi levado em consideração ou não pôde ser analisado. Esta porção não recuperável poderia representar outro tipo de formação, o que não é o caso, pois conforme foi mostrado na Tabela 5.6, as amostras laterais permitem afirmar com certo grau de confiabilidade que se trata de calcário microbial.

Tabela 5.7 - Teste de amostra da formação.

Amostra da Formação					
Número	Intervalo (m)		Recuperação (%)	Unidade estratigráfica	Litologia
	Topo	Base			
01	5.236,00	5.254,00	95,60	Fm. Guaratiba	Calcário microbial

Fonte: BDEP, 2007.

### 5.2.2 Análise do fluido do reservatório

Nas Tabelas 5.8, 5.9 e 5.10 são apresentadas a que profundidades específicas foram verificadas as presenças de água e óleo, e na Tabela 5.11 e Figura 5.3 as respectivas temperaturas.

O local com concentração de óleo registrado está localizado no intervalo de 5.226 m até 5.562 m, havendo porém, indícios de água. A pressão estática no intervalo apresentado varia de 57,55 MPa (586,80 Kgf/cm<sup>2</sup>) a 61,29 MPa (625,00 Kgf/cm<sup>2</sup>) e a temperatura de 65,56 °C (150,00 °F) a 78,33 °C (173,00 °F). Na Tabela 5.8, o gradiente de temperatura médio registrado é de 1,10 °C/km (32,00 °F/km). Conforme mencionado no capítulo 3, esta exploração não compreende, então, ambiente de alta temperatura, pois apresenta temperaturas inferiores a 149 °C, nem de alta pressão, pois apresenta gradiente de pressão, se aproximado e considerando uma pressão de 57,55 MPa a 5.226 m, de 11 kPa/m.

Tabela 5.8 - Teste de fluido de formação e pressão.

TESTE A CABO - MDT		
TC - 01	5.295,5	Conclusivo
TC - 02	5.562,0	Conclusivo
TC - 03	5.281,8	Conclusivo
TC - 04	5.277,8	Conclusivo

Fonte: BDEP, 2007.

Tabela 5.9 - Resultado do teste de formação.

03 TESTES DE FORMAÇÃO							
3.1 Tipo	3.2 Intervalo / Ponto	3.3 Vazão estimada	3.4 Fluido	3.5 API	3.6 Perm (mD)	3.7 IP	3.8 Depleção
TC - 01	5.295,00		ÓLEO				
TC - 02	5.562,00		ÁGUA				
TC - 03	5.281,80		ÓLEO				
TC - 04	5.277,80		ÓLEO				

Fonte: BDEP, 2007.

Tabela 5.10 - Teste de formação.

Teste de Formação						
Tipo	Intervalo		Vazão (m <sup>3</sup> /dia)	Fluido	°API	Pressão estática (MPa)
	Topo	Base				
Cabo	5.277,80			Óleo		58,31
Cabo	5.281,80			Água		58,34
Cabo	5.295,00			Óleo		58,47
Cabo	5.562,00			Água		61,29
TFR-01	5.226,00	5302,00	440,00	Óleo	27,50	57,55

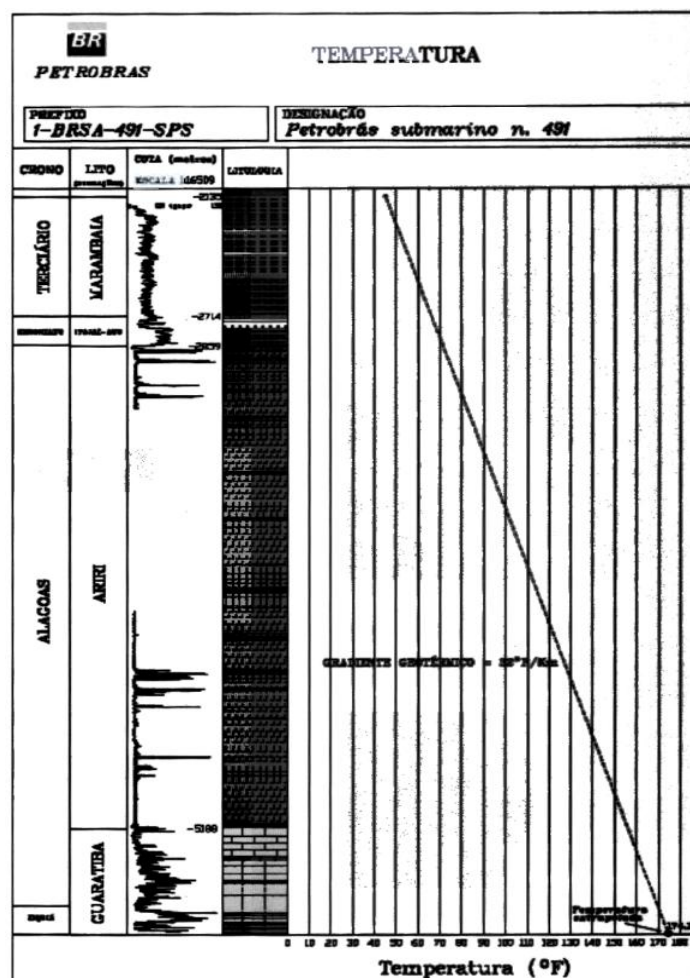
Fonte: BDEP, 2007; modificado por NASCIMENTO, 2010.

É interessante frisar a divergência de informações para a profundidade de 5.281,80 m. Pôde ser verificado que no resultado do teste de formação (Tabela 5.9), foi relatada a presença de óleo, e no relatório final (Tabela 5.10), foi relatada a presença de água. Posteriormente, será mostrada a confirmação de óleo para a profundidade em questão.

Tabela 5.11 - Temperatura x profundidade.

Temperatura (°C)	Profundidade (m)	Calculada/ Medida	Meio
68,89	5.715,60	Medida	Wireline
70,00	5.715,50	Medida	Wireline
65,56	5.372,00	Medida	Wireline
67,78	5.317,00	Medida	Wireline
66,67	5.300,00	Medida	Wireline
67,78	5.220,00	Medida	Wireline
66,67	5.270,00	Medida	Wireline
65,56	5.370,00	Medida	Wireline
78,33	5.708,00	Medida	Wireline
76,67	5.645,00	Medida	Wireline

Fonte: BDEP, 2007; modificado por NASCIMENTO, 2010.



Fonte: BDEP, 2007.

Figura 5.3 - Curva de temperatura.

A distribuição do tipo de gás associado com o reservatório pode ser visto na Tabela 5.12, onde interpretações de análises de unidades de gases totais (UGT) e unidades de gases pesados (UGP) permitem interpretar o alcance da zona de interesse, registrando possível acumulação de petróleo.

Tabela 5.12 - Análise de gases associados.

Profundidade inicial (m)	Profundidade final (m)	Unidade	Unidade	Composição
5.232,00	5.236,00	13 UGT	2 UGP	83%C1;8%C2;5%C3; 1%nC4;2%iC4;0,5%n C5;0,5%iC5
5.257,00	5.261,00	23 UGT	4 UGP	81%C1;9%C2;6%C3; 1%nC4;2%iC4; 0,5%nC5;0,5%iC5
5.274,00	5.290,00	38 UGT	2 UGP	95%C1; 4%C2;1%C3
5.295,00	5.296,00	39 UGT	30 UGP	24%C1;32%C2; 22%C3;5%nC4; 9%iC4; 4%nC5; 4%iC5
5.324,00	5.325,00	16 UGT	1 UGP	95%C1; 4%C2;1%C3

Fonte: BDEP, 2007.



Pode ser observado desta tabela que o gás natural associado à região de Carioca apresenta um bom teor, sendo constituído principalmente por metano e etano.

### 5.2.3 Análise da perfuração e completação do poço

Conforme mencionado anteriormente, através das análises das formações geológicas presentes na exploração da região de Carioca em estudo, na Tabela 5.4, verificaram-se a presença de formação salina com uma espessura média de 2.330 m, a partir dos 2.877 m de profundidade. Posteriormente será mostrado que esta espessura é de aproximadamente 2.295 m, através de interpretação dos testes de testemunho.

Nas Figuras 5.4 e 5.5 pode ser observado que o poço foi perfurado em quatro seções (condutor, superfície, intermediário, produção), estando a camada de sal compreendida na seção intermediária. Os diâmetros, bem como a característica dos *casings* utilizados em cada seção, são descritos a seguir:

#### Condutor:

Classes: X60 e B;  
Diâmetro externo do *casing* (O.D.): 30 in.;  
Diâmetro do poço (H.D.): 36 in.

#### Superfície:

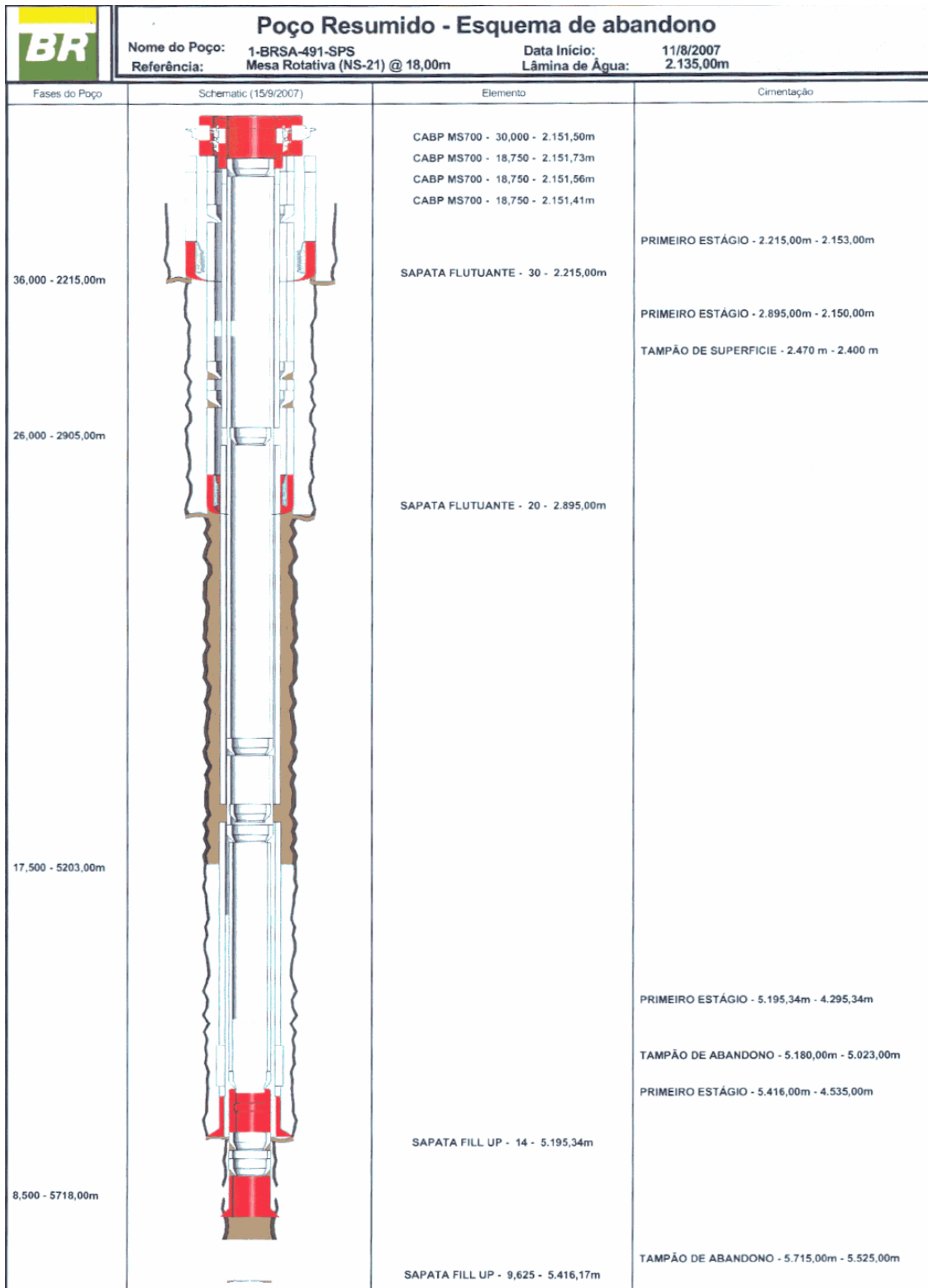
Classes: X60, X70 e X80;  
Diâmetro externo do *casing* (O.D.): 20 in.;  
Diâmetro do poço (H.D.): 26 in.

#### Intermediário:

Classes: P110 e Q125;  
Diâmetro externo do *casing* (O.D.): 13 5/8 in.;  
Diâmetro do poço (H.D.): 17 1/2 in.

#### Produção:

Classes: C110, Q125 e P110;  
Diâmetro externo do *casing* (O.D.): 9 5/8 in.;  
Diâmetro do poço (H.D.): 12 1/4 in.



Fonte: BDEP, 2007.

Figura 5.4 - Esquema de perfuração e revestimento do poço.



## Poço Resumido - Esquema de Abandono

Nome do Poço: 1-BRSA-491-SPS

Data/Hora do Início: 11/8/2007

Referência: Mesa Rotativa (NS-21) @ 18,00m

Lâmina de Água: 2.135,00m

Tipo: REVESTIMENTO CONDUTOR CIM							
Dist. MR ao Suspensor: 2.150,50m							
Componente	Diâmetro (pol)	Peso (ppf)	Topo (m)	Comprimento (m)	Grau	Quantidade	Conexão
CABP MS700	30,000		2.150,50	1,00		1	
REVESTIMENTO	30,000	457,00	2.151,50	13,97	X-60	1	D90MT
REVESTIMENTO	30,000	457,00	2.165,47	11,87	B	1	XO
REVESTIMENTO	30,000	310,00	2.177,34	37,00	B	3	H6DMT
SAPATA FLUTUANTE	30,000		2.214,34	0,66		1	

Tipo: REVESTIMENTO DE SUPERFÍCIE							
Dist. MR ao Suspensor: 2.149,68m							
Componente	Diâmetro (pol)	Peso (ppf)	Topo (m)	Comprimento (m)	Grau	Quantidade	Conexão
CABP MS700	18,750		2.149,68	2,05		1	
REVESTIMENTO CURTO	20,000	203,00	2.151,73	2,87	X-70	1	XL F
REVESTIMENTO	20,000	203,00	2.154,60	52,41	X-70	4	XL F
CASXO	20,000	203,00	2.207,01	6,55	X-60	1	XO
REVESTIMENTO	20,000	133,00	2.213,56	396,00	X-80	34	ER
CASXO	20,000	154,00	2.609,56	6,45	X-80	1	XO
REVESTIMENTO	20,000	154,00	2.616,01	49,03	X-80	4	XL W
CASXO	20,000	203,00	2.665,04	13,04	X-80	1	XO
REVESTIMENTO	20,000	203,00	2.678,08	216,50	X-70	17	XL W
SAPATA FLUTUANTE	20,000		2.894,58	0,42		1	

Tipo: REVESTIMENTO INTERMEDIÁRIO							
Dist. MR ao Suspensor: 2.150,81m							
Componente	Diâmetro (pol)	Peso (ppf)	Topo (m)	Comprimento (m)	Grau	Quantidade	Conexão
CABP MS700	18,750		2.150,81	0,60		1	BDS
REVESTIMENTO	13,375	72,00	2.151,41	13,01	P-110	1	BT
REVESTIMENTO	13,375	72,00	2.164,42	611,84	P-110	48	NEW VAM
CASXO			2.776,26	3,00	P-110	1	
REVESTIMENTO	13,625	88,20	2.779,26	1.404,44	P-110	109	NEW VAM
CASXO			4.183,70	2,90	P-110	1	
REVESTIMENTO	14,000	113,00	4.186,60	960,57	Q-125HC	82	HYDRIL MAC-II
COLAR FILL UP	14,000		5.147,17	0,57	Q-125HC	1	HYDRIL MAC-II
REVESTIMENTO	14,000	113,00	5.147,74	46,97	Q-125HC	4	HYDRIL MAC-II
SAPATA FILL UP	14,000		5.194,71	0,63	Q-125HC	1	HYDRIL MAC-II

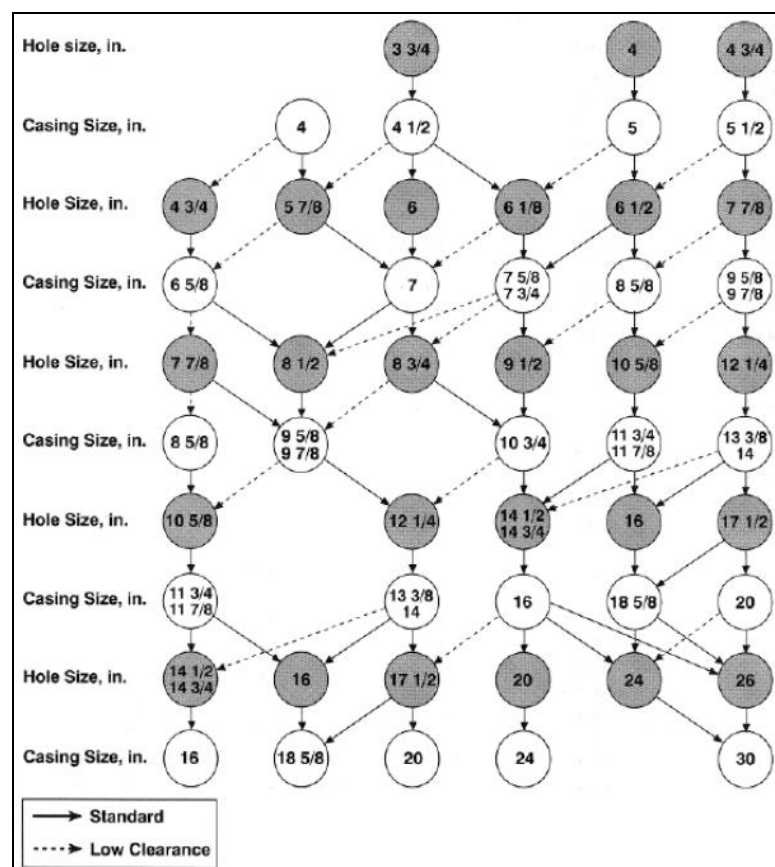
Tipo: REVESTIMENTO DE PRODUÇÃO							
Dist. MR ao Suspensor: 2.150,57m							
Componente	Diâmetro (pol)	Peso (ppf)	Topo (m)	Comprimento (m)	Grau	Quantidade	Conexão
CABP MS700	18,750		2.150,57	0,99		1	NEW VAM
CASXO	10,750	85,30	2.151,56	4,35	C-110HC	1	XO
REVESTIMENTO	10,750	85,30	2.155,91	1.814,79	C-110HC	133	VAM
CASXO	10,750	85,30	3.970,70	7,67	C-110HC	1	XO
REVESTIMENTO	10,750	85,30	3.978,37	236,88	C-110HC	19	VAM
XO REVESTIMENTO	10,750	85,30	4.215,25	1,77	C-110HC	1	XO
REVESTIMENTO	9,625	53,50	4.217,02	1.128,15	Q-125HC	90	VAM FLJ
CASXO	9,625	53,50	5.345,17	6,02	Q-125HC	1	XO
COLAR FLUTUANTE NR	9,625	53,50	5.351,19	0,37	P-110	1	BT
CASXO	9,625	53,50	5.351,56	6,44	Q-125HC	1	XO
REVESTIMENTO	9,625	53,50	5.358,00	51,45	Q-125HC	4	VAM FLJ
CASXO	9,625	53,50	5.409,45	6,24	Q-125HC	1	XO
SAPATA FILL UP	9,625	53,50	5.415,69	0,48	P-110	1	BT

Fonte: BDEP, 2007.

Figura 5.5 - Tipos de dutos de revestimento utilizados na atividade de perfuração.

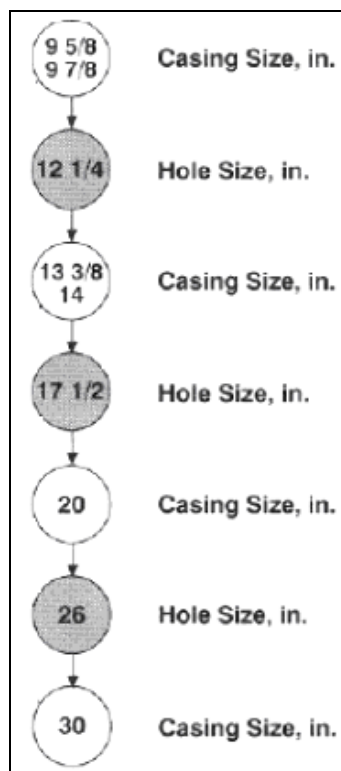
Para a seleção dos diâmetros escolhidos para o revestimento e determinação dos diâmetros da broca, é usual o emprego do fluxograma apresentado na Figura 5.6. Na Figura 5.7 é mostrada a seqüência utilizada na determinação dos diâmetros das brocas e revestimento para este poço. Percebe-se a escolha por maior resistência (*standard clearance*) ao invés de menor resistência (*low clearance*). Frequentemente opta-se pela seqüência de menor resistência, simplesmente pensando no custo benefício da atividade. Mas como neste poço verificam-se camadas de sal, é conveniente e mais seguro optar por *standard clearance*, a não ser que estudos mais específicos pudessem garantir flexibilidade de escolha. Verifica-se também, mesmo que seguindo a seqüência de maior resistência, a utilização de diferentes tipos de

classes para os dutos de revestimento em uma mesma seção. Como exemplo tem-se a seção de superfície, onde se utilizam dutos de classe X60, X70 e X80. Um motivo para isto é o custo benefício, uma vez que alternando tipos de dutos, pode-se baixar o custo da operação. Mas vale ressaltar a necessidade de se verificar a pressão exercida ao longo da seção, de modo a garantir a integridade da operação.



Fonte: BRADLEY, 2009.

Figura 5.6 - Fluxograma de seleção de diâmetro de revestimento do poço.



Fonte: BRADLEY, 2009.

Figura 5.7 - Seleção de diâmetros dos dutos de revestimento e do poço, para as respectivas seções do poço 1-SPS-50.

A atividade de cimentação do poço está relacionada com a determinação dos diâmetros dos dutos de revestimento. O volume exato deve ser prescrito de modo a preencher o volume de vazio que se tem na região anular, sendo o tempo de endurecimento uma variável muito importante, haja vista a necessidade de endurecimento mínimo para se avançar com a próxima etapa de perfuração. Na Figura 5.8 é mostrado o desenvolvimento do serviço de cimentação, se tratando sempre de cimentação primária, não compreendendo então reparos (cimentação secundária). São apresentados também valores de tempo e as datas de execução, bem como o tamanho do intervalo da região cimentada.

<b>Poço Resumido - Esquema de Abandono</b>			
<b>Nome do Poço:</b> 1-BRSA-491-SPS		<b>Data/Hora do Início:</b> 11/8/2007	
<b>Referência:</b> Mesa Rotativa (NS-21) @ 18,00m		<b>Lâmina de Água:</b> 2.135,00m	
<b>Tipo de Cimentação:</b> Primária		<b>Data de Início:</b> 05/04/2007 22:30	
Topo (m)	Base (m)	Estágio	
2.153,00	2.215,00	PRIMEIRO ESTÁGIO	
<b>Tipo de Cimentação:</b> Primária		<b>Data de Início:</b> 13 Apr 2007 19:30:00	
Topo (m)	Base (m)	Estágio	
2.150,00	2.895,00	PRIMEIRO ESTÁGIO	
<b>Tipo de Cimentação:</b> Primária		<b>Data de Início:</b> 30 Apr 2007 22:00:00	
Topo (m)	Base (m)	Estágio	
4.295,34	5.195,34	PRIMEIRO ESTÁGIO	
<b>Tipo de Cimentação:</b> Plug		<b>Data de Início:</b> 03 Aug 2007 21:30:00	
Topo (m)	Base (m)	Estágio	
5.525,00	5.715,00	TAMPÃO DE ABANDONO	
<b>Tipo de Cimentação:</b> Primária		<b>Data de Início:</b>	
Topo (m)	Base (m)	Estágio	
4.535,00	5.416,00	PRIMEIRO ESTÁGIO	
<b>Tipo de Cimentação:</b> Plug		<b>Data de Início:</b> 10 Sep 2007 10:00:00	
Topo (m)	Base (m)	Estágio	
5.023,00	5.180,00	TAMPÃO DE ABANDONO	
<b>Tipo de Cimentação:</b> Plug		<b>Data de Início:</b> 11 Sep 2007 11:00:00	
Topo (m)	Base (m)	Estágio	
2.400,00	2.470,00	TAMPÃO DE SUPERFÍCIE	

Fonte: BDEP, 2007.

Figura 5.8 - Relatório de cimentação das seções do poço.

Nas Tabelas 5.13 e 5.14 são mostradas as profundidades da base de cada seção perfurada, bem como o tipo de lama de perfuração utilizada, diâmetros da seção, diâmetro do revestimento e o tempo demandado para se perfurar cada etapa. Nota-se que foi utilizado fluido de perfuração tipo sintético nas seções de superfície, intermediária e de produção.

Tabela 5.13 - Relatório de perfuração do poço.

8.1 Número	11 - Teste de Absorção		12 - Topo de Cimento (m)		13 - Fluido de Perfuração
	11.1 Absorção (bbl)	11.2 Peso Eq (lb/gal)	12.1 Medida (m)	12.2 Vertical (m)	13.1 Tipo de Fluido
I			2.153,00	2.153,00	CONVENC
II			2.150,00	2.150,00	CONVENC / SINTÉTICO/STA
III	3,00	10,92	4.295,34	4.295,34	PARAFINA / SINTÉTICO
IV	0,00	12,01	4.535,00	4.535,00	SINTÉTICO

Fonte: BDEP, 2007

O total de 2.507 horas (105 dias) de perfuração representa cerca 64% do tempo total de operação deste poço (164 dias).

Tabela 5.14 - Relatório de perfuração do poço.

8 - Fases				9 - Tempos de perfuração				10 - Revestimentos		
8.1 Números	8.2 Diâmetro (pol)	8.3 Profundidade (m)		9.1 Útil Produtivo	9.2 Útil Improdutivo	9.3 Perdido	9.4 TOTAL	10.1 Diâmetro (pol)	10.2 Profundidade (m)	
		8.3.1 Medida	8.3.2 Vertical						Medida	Vertical
I	36	2.215,00	2.215,00	3,00	51,00		54,00	30	2.215,00	2.215,00
II	26	2.905,00	2.905,00	60,50	233,50	183,50	477,50	20	2.895,00	2.895,00
III	17-1/2	5.203,00	5.203,00	524,50	385,00	112,50	1.022,00	13-5/6	5.196,34	5.196,34
IV	12-1/4	5.718,00	5.717,75	564,50	371,00	18,00	953,50	9-5/8	5.418,17	5.418,17
				1.152,50	1.041,50	314,00	2.507,00			

Fonte: BDEP, 2007.

É comum e necessária a execução de atividades que promovem uma via entre a rocha reservatório e o interior do duto de revestimento, possibilitando o escoamento dos fluidos, neste caso o óleo, até a superfície (canhoneio). Na Tabela 5.15 é mostrado o intervalo que foi canhoneado, cuja espessura é de 76 m. O poço está revestido até a profundidade de 5.416 m, estando então em poço aberto de 5.416 m a 5.718 m (302 m de espessura).

Tabela 5.15 - Destaque do intervalo do poço canhoneado.

11 - Intervalo em Poço Aberto (PA) ou Canhoneado (C)					
PA / C	DE	ATÉ	PA / C	DE	ATÉ
C	5.226,00	5.302,00			

#### 13 - Observações

Poço abandonado por estratégia da Petrobras.

Foram efetuados todos os isolamentos entre reservatórios, conforme portaria da ANP 176/1999.

Foi instalada capa de abandono, possibilitando eventual reentrada no poço.

Fonte: BDEP, 2007.

#### 5.2.4 Análise de perfilagem do poço

Para análises de perfilagem, foram utilizados equipamentos de *wireline*, dos quais se obteve três curvas de perfilagem do poço: potencial espontâneo (SP), gamametria (GR) e resistividade da formação (RT). Segundo gráficos mostrados nas Figuras 5.16 e 5.17, a perfilagem foi realizada no intervalo de 5.146 m a 5.718 m. As interpretações são mostradas nas Tabelas 5.16 e 5.17, as quais são baseadas nas respostas das curvas, conforme explicado anteriormente no capítulo 3, bem como nas interpretações do autor. Para a curva de resposta RT, relembra-se que um valor alto de resistividade (ohm-m) indica óleo (dielétrico) e baixo indica a presença de água (meio condutor).

Os perfis possuem as seguintes características:

- Potencial espontâneo:
  - Plotagem esquerda;
  - Coloração preta;
  - Variação: -870,66 (esquerda) e -632,16 (direita);
  - Unidade: mV.
  
- Gamametria:
  - Plotagem esquerda;
  - Coloração vermelha;
  - Variação: 0 (esquerda) e 150 (direita);
  - Unidade: GAPI.
  
- Resistividade da formação:
  - Plotagem direita;
  - Coloração azul;
  - Variação: 0,2 (esquerda) e 2.000 (direita);
  - Unidade: ohm-m.

#### ***Curva de potencial espontâneo***

A curva resposta para a diferença de potencial tem início a partir dos 5.146 m, com um valor constante de aproximadamente -870 mV, começando a crescer linearmente a partir dos 5.170 m, atingindo o valor de 660 mV, e então



decrecendo linearmente até atingir o valor de -846 mV (5.260 m). Passa então a manter um valor aproximadamente constante até os 5.350 m, iniciando com oscilações constantes a uma taxa de 15/50 mV/m de crescimento em SP, finalizando com aproximadamente -774 mV na profundidade de 5.718 m.

### ***Curva de gamametria***

A curva resposta de gamametria tem início na profundidade de 5.146 m, com um valor constante de aproximadamente 7,5 GAPI até 5.200 m, profundidade onde a plotagem começa a oscilar com 65 GAPI aproximadamente. Deste valor, decai para 15 GAPI, mantendo esta média até os 5.310 m, começando a oscilar inconstantemente até uma média de 35 GAPI. Importante de se frisar é o comportamento entre 5.450 m e 5.490 m, 5.610 m e 5.660 m, 5.660 m e 5.700 m, onde passa a crescer e decrescer no valor, oscilando mas mantendo médias nestes intervalos de 60 GAPI, 77 GAPI e 40 GAPI, respectivamente.

### ***Curva de resistividade da formação***

Com início à profundidade de 5.146 m, esta curva apresenta uma resposta com valores variando entre 0,2 ohm-m e 30 ohm-m, indicando qualitativamente concentração de água. De 5.230 m a 5.340 m, tem-se uma média de 700 ohm-m a 900 ohm-m, o que indica concentração de óleo. Na parte final do gráfico, tem-se um valor aproximadamente constante de 10 ohm-m, até atingir a profundidade 5.640 m, crescendo com uma oscilação de aproximadamente 200 ohm-m, indicando concentração de óleo e água, finalizando em 5.700 ohm-m. Para seguintes análises quantitativas de óleo e água, uma relação detalhada da resistividade e porosidade faz-se necessário, considerando conhecimentos dos intervalos com presença ou não de xisto e do tipo de formação detalhadamente.

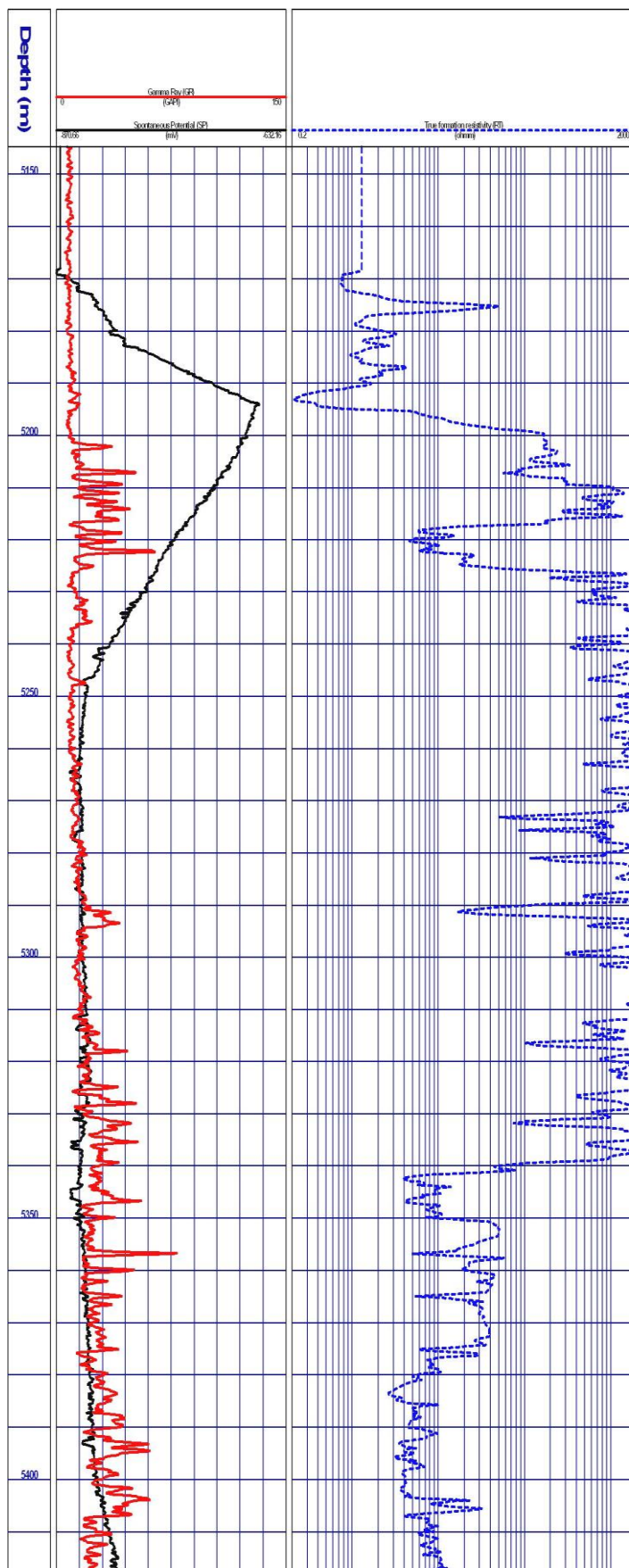


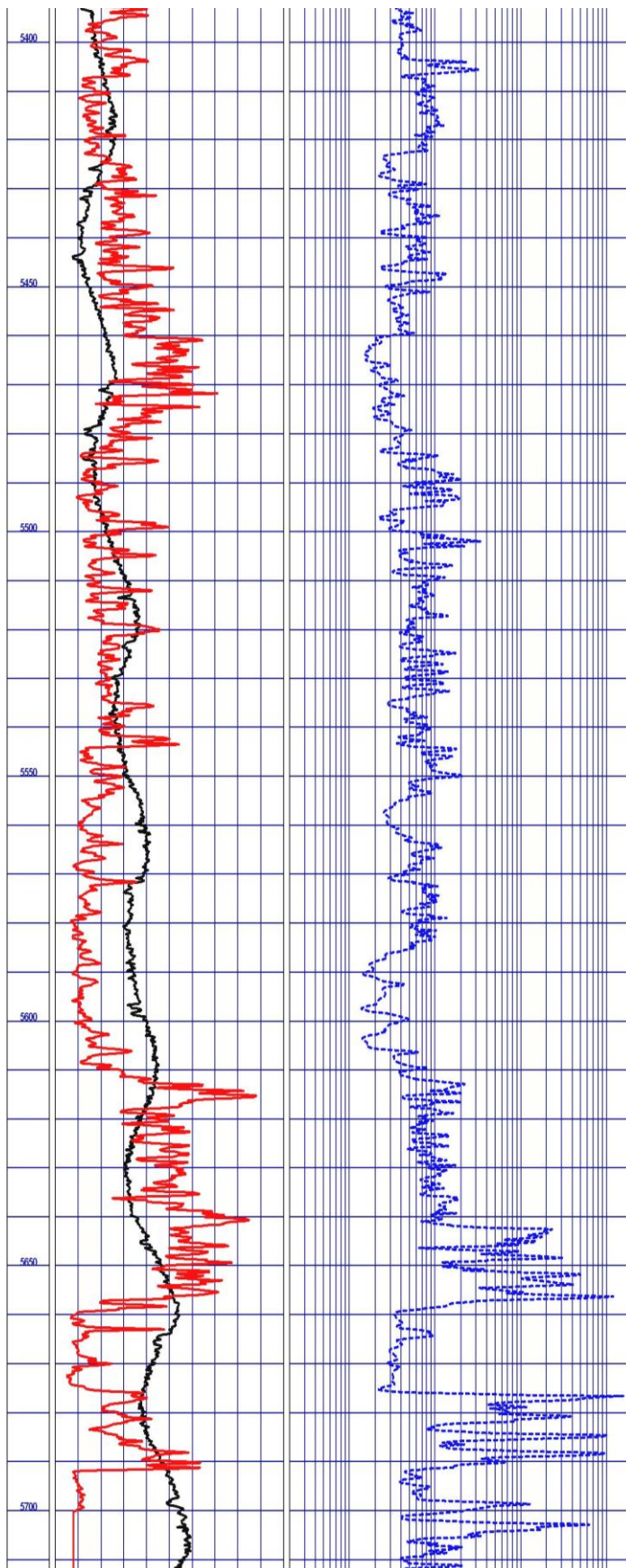
Tabela 5.16 - Análise da Figura 5.9.

Gamma-ray	(API)	SP (mV)	RT	(ohm-m)
Anidrita	7,5	0	Água	1
Anidrita	7,5	0	Água	1
Anidrita	7,5	0	Água	1
Anidrita	7,5	0	Água	1
Anidrita	7,5	24	Água	30
Anidrita	9	24	Água	30
Anidrita	10	100	Água	2
Anidrita	8	210	Água	0.1
Xisto e anidrita	8	210	Água	0.1
Xisto e dolomita	50	150	Óleo e Água	100
Xisto e dolomita	47	100	Óleo e Água	100
Xisto e dolomita	47	100	Água	10
Xisto	60	70	Água	10
Calcário	15	70	Óleo	> 1000
Calcário	15	60	Óleo	> 1000
Calcário	8	50	Óleo	> 1000
Calcário	9	50	Óleo	> 1000
Calcário	11	50	Óleo	> 1000
Calcário	15	50	Óleo	> 1000
Calcário	15	50	Óleo	> 1000
Calcário	15	50	Óleo	> 1000
Calcário	15	50	Óleo	> 1000
Calcário	15	50	Óleo	> 1000
Calcário	15	50	Óleo	> 1000
Calcário	38	50	Óleo	> 1000
Calcário	14	50	Óleo	> 1000
Calcário e arenito	16	50	Óleo	> 1000
Calcário e arenito	15	50	Óleo	900
Calcário e arenito	40	50	Óleo	900
Calcário e arenito	40	50	Óleo	> 1000
Calcário e arenito	47	50	Óleo	900
Calcário e arenito	40	40	Água	7
Calcário e arenito	25	40	Água	7
Xisto	75	40	Água	10
Calcário e arenito	30	40	Água	10
Calcário e arenito	35	40	Água	10
Calcário e arenito	35	40	Água	9
Calcário e arenito	35	36	Água	9
Calcário e arenito	35	36	Água	9
Calcário e arenito	35	36	Água	9
Calcário e arenito	35	36	Água	9
Calcário e arenito	25	36	Água	9
Calcário e arenito	25	36	Água	9

Fonte: BDEP, 2007.

Figura 5.9 - Perfilagem superior, GR, SP, RT do poço 1-SPS-50.

Tabela 5.17 - Análise da Figura 5.10.



GR	(API)	SP ( mV)	RT	(ohm-m)
Calcário e arenito	35	36	Água	9
Calcário e arenito	35	36	Água	9
Calcário e arenito	25	36	Água	9
Calcário e arenito	25	36	Água	9
Calcário	45	36	Água	9
Calcário	45	36	Água	9
Calcário	45	36	Água	9
Calcário	55	36	Água	9
Dolomita	75	36	Água	9
Dolomita	75	36	Água	9
Dolomita	75	36	Água	9
Dolomita	55	36	Água	9
Calcário	45	36	Água	9
Calcário	15	36	Água	9
Calcário	15	36	Água	9
Calcário	8	48	Água	9
Calcário	9	48	Água	9
Calcário	11	48	Água	9
Calcário	15	48	Água	9
Calcário	15	48	Água	9
Calcário	15	48	Água	9
Calcário	15	48	Água	9
Calcário e arenito	15	60	Água	9
Calcário e arenito	38	60	Água	9
Calcário e arenito	14	60	Água	9
Calcário e arenito	20	60	Água	9
Calcário e arenito	20	60	Água	9
Calcário e arenito	20	60	Água	9
Calcário e arenito	25	60	Água	9
Calcário e arenito	30	60	Água	9
Dolomita e argila	40	60	Água	9
Argila	100	60	Água	9
Argila	100	60	Água	9
Dolomita e argila	100	60	Água	9
Argila	100	60	Óleo e Água	200
Argila	100	60	Óleo e Água	200
Calcarenito	40	60	Óleo e Água	200
Calcarenito	40	60	Água	4
Calcarenito	40	90	Água	4
Calcarenito	40	90	Água	4
Argila	90	90	Óleo e Água	200
Argila	90	90	Óleo e Água	200
Calcário	12	90	Óleo e Água	200
Calcário	12	90	Óleo e Água	200
Calcário	12	90	Óleo e Água	200

Fonte: BDEP, 2007.

Figura 5.10 - Perfilagem inferior, GR, SP, RT do poço 1-SPS-50.

Essas curvas de perfilagem apresentadas e as respectivas interpretações são uma síntese importante das atividades exploratórias, fornecendo duas informações relevantes - o intervalo com hidrocarboneto e a litologia local - permitindo inferir as condições de extração dos recursos retidos.

Na Figura 5.11, podem ser observadas as curvas da perfilagem com o comportamento mediano em destaque.

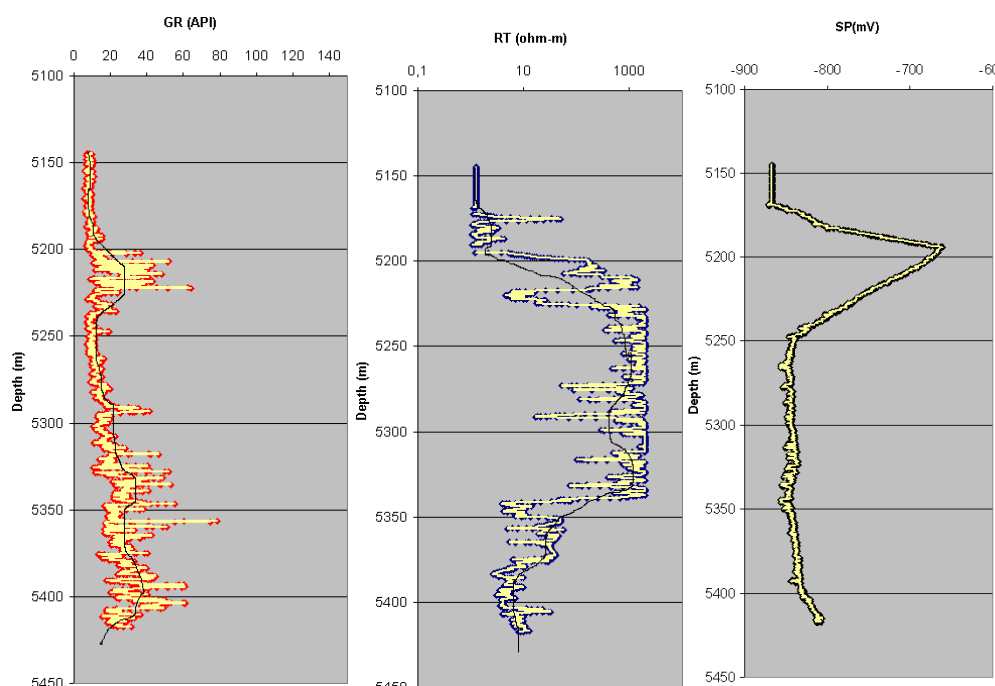


Figura 5.11. Curva mediana dos perfis SP, GR e RT.

Nas Tabelas 5.18, 5.19 e 5.20 são apresentados os equipamentos utilizados durante a perfilagem do poço. São estes: *electromagnetic wave resistivity* (EWR), *dual gamma-ray* (DGR), *pressure while drilling* (PWD), *bi-modal acoustic Sonic tool* (BATSONIC), *modular formation dynamics tester* (MDT), *mechanical sidewall coring tool* (MSCT), *borehole seismic acquisition tool* (VSI), *array induction tool* (AIT), *compensated neutron log* (CNL), *three-detector lithology density* (TLD), *combinable magnetic resonance* (CMR), *dipole shear sonic imager* (DSI), *ultrasonic borehole imager* (UBI) e *oil base micro imager* (OBMI).

Tabela 5.18 - Cronograma LWD utilizado.

Nº da Oper.	Data	Companhia	Tipo de Operação	Perfis	Intervalos (m)	
					Topo	Base
01	06/04/2007	HALLIBURTON	LWD	EWR / DGR	2.215,00	2.905,00
02	25/04/2007	HALLIBURTON	LWD	EWR/DGR/BATSONIC	2.905,00	5.203,00
03	07/06/2007	HALLIBURTON	LWD	EWR/DGR/PWD	5.203,00	5.273,00
04	20/06/2007	HALLIBURTON	LWD	EWR/DGR/BAT/PWD	5.273,00	5.405,00
05	02/07/2007	HALLIBURTON	LWD	EWR/DGR/BATSONIC	5.405,00	5.718,00

Fonte: BDEP, 2007.

Tabela 5.19 - Cronograma de equipamentos de *logging* especiais.

Nº da Oper.	Data	Amb.	Companhia	Perfis	Intervalos (m)	
					Topo	Base
01	20/07/2007	A	SCHLUMBERGER	MDT	5.213,50	5.331,00
02	22/07/2007	A	SCHLUMBERGER	MSCT	5.208,00	5.708,00
03	03/08/2007	A	SCHLUMBERGER	VSI	2.135,00	5.717,00

Fonte: BDEP, 2007.

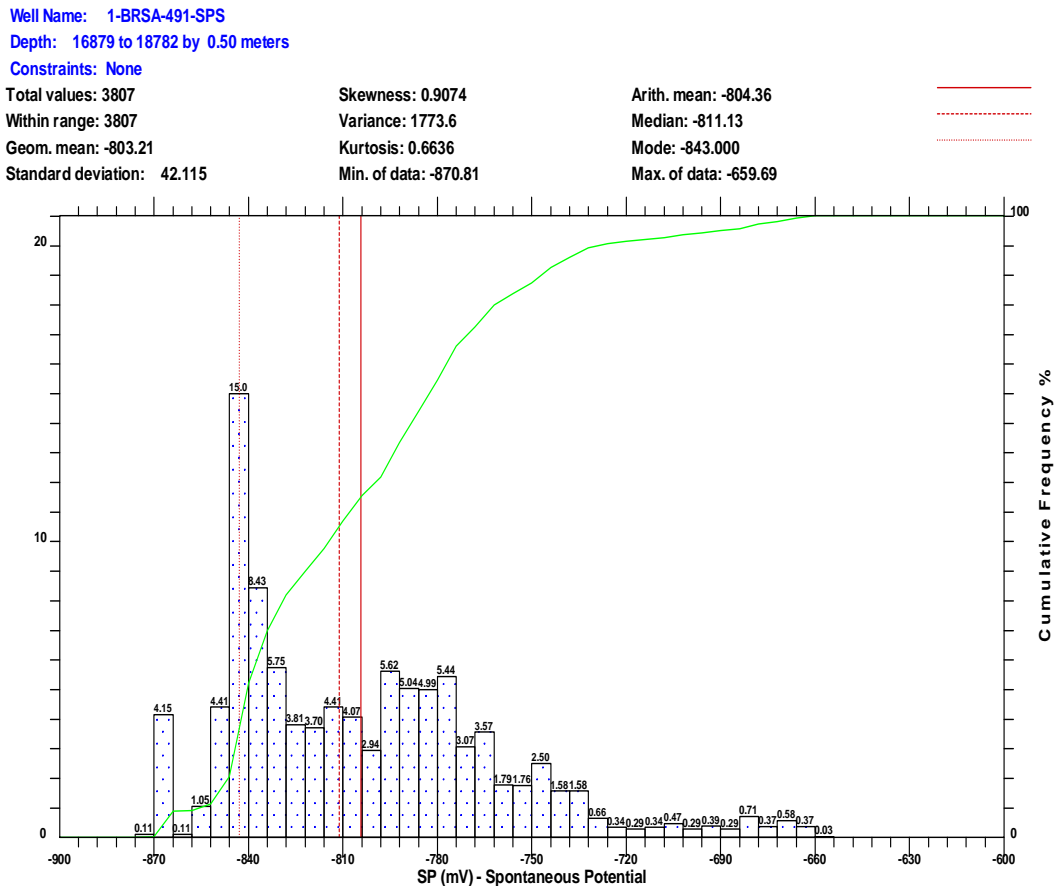
Tabela 5.20 - Cronograma de equipamentos de *logging* convencionais utilizados.

Nº da Oper.	Data	Amb.	Companhia	Perfis	Intervalos	
					Topo	Base
01	19/07/2007	A	SCHLUMBERGER	AIT/CNL/TLD/GR/CMR PLUS	5.194,50	5.715,60
02	22/07/2007	A	SCHLUMBERGER	DSI/RT/GR	5.194,50	5.715,50
03	02/08/2007	A	SCHLUMBERGER	UBI/OBMI	5.194,50	5.430,00

Fonte: BDEP, 2007.

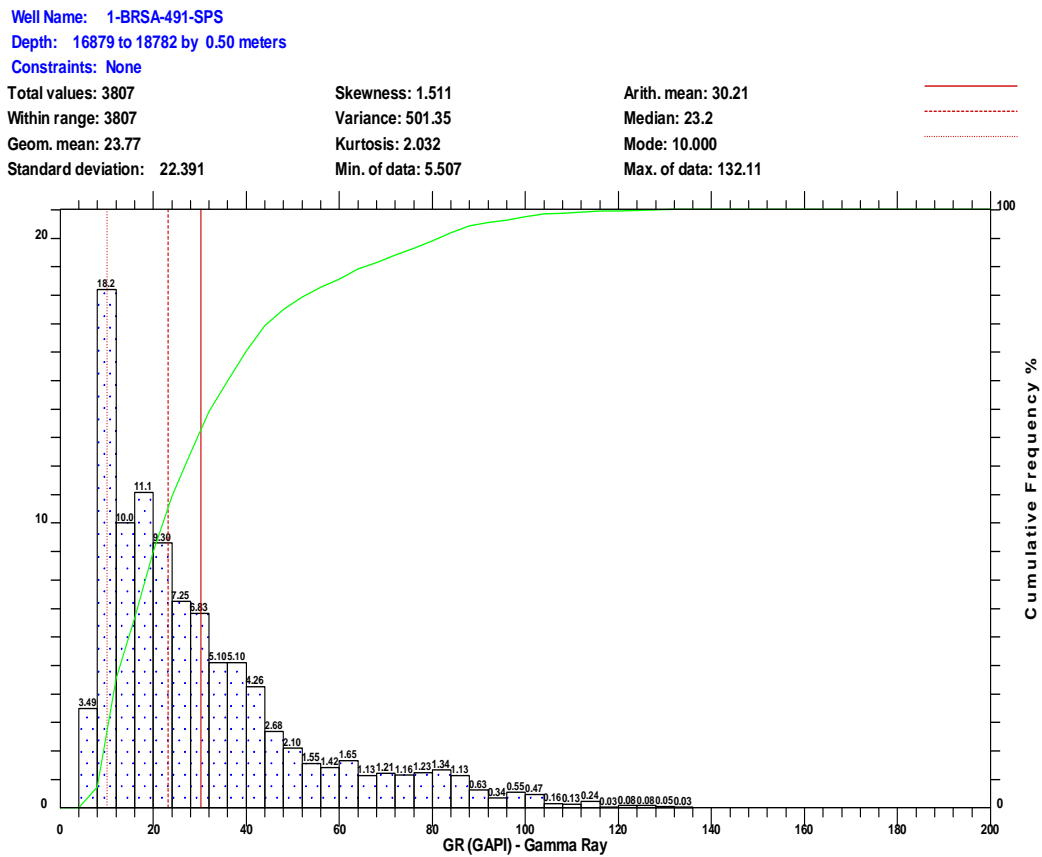
Observando o cronograma de perfuração, correlacionando-o com as figuras apresentadas, Tabelas 5.18, 5.19 e 5.20, pode ser verificado que alguns equipamentos de *wireline* foram utilizados com a formação em poço aberto, não revestido, antes de começar o processo de cimentação do poço. O UBI/OBMI da Schlumberger é usado para determinar micro-resistividade, especialmente para ambientes onde a lama de perfuração utilizada é à base de óleo, ou óleo sintético.

Interpretações podem ser detalhadas com os histogramas apresentados nas Figuras 5.12 e 5.13. O histograma do SP mostra na maioria dos casos registrados, valores entre 870 mV e -750 mV, com 18% de ocorrência com -845 mV, mostrando ser uma formação com alta taxa de calcário. Por outro lado, do histograma GR, pode ser verificado variações de 5 GAPI a 50 GAPI, com 18% de ocorrência de 10 GAPI, o que se relaciona com arenito ou calcário, também verificado na análise de SP.



Fonte: NASCIMENTO, 2009.

Figura 5.12 - Histograma e freqüência cumulativa de SP.



Fonte: NASCIMENTO, 2009.

Figura 5.13 - Histograma e freqüência cumulativa de GR.

Através da relação de respostas entre GR e SP destacadas na Figura 5.14, verifica-se, aproximadamente na profundidade de 5.400 m e 5.500 m, uma densidade grande de pontos na mesma região, indicando também calcário e arenito, equiparando-se com interpretações realizadas anteriormente. Estes levantamentos foram desenvolvidos com o auxílio do *software* Terrastation, executado na *Mining University of Leoben*, juntamente com o Prof. Dr. Erich Niesner.

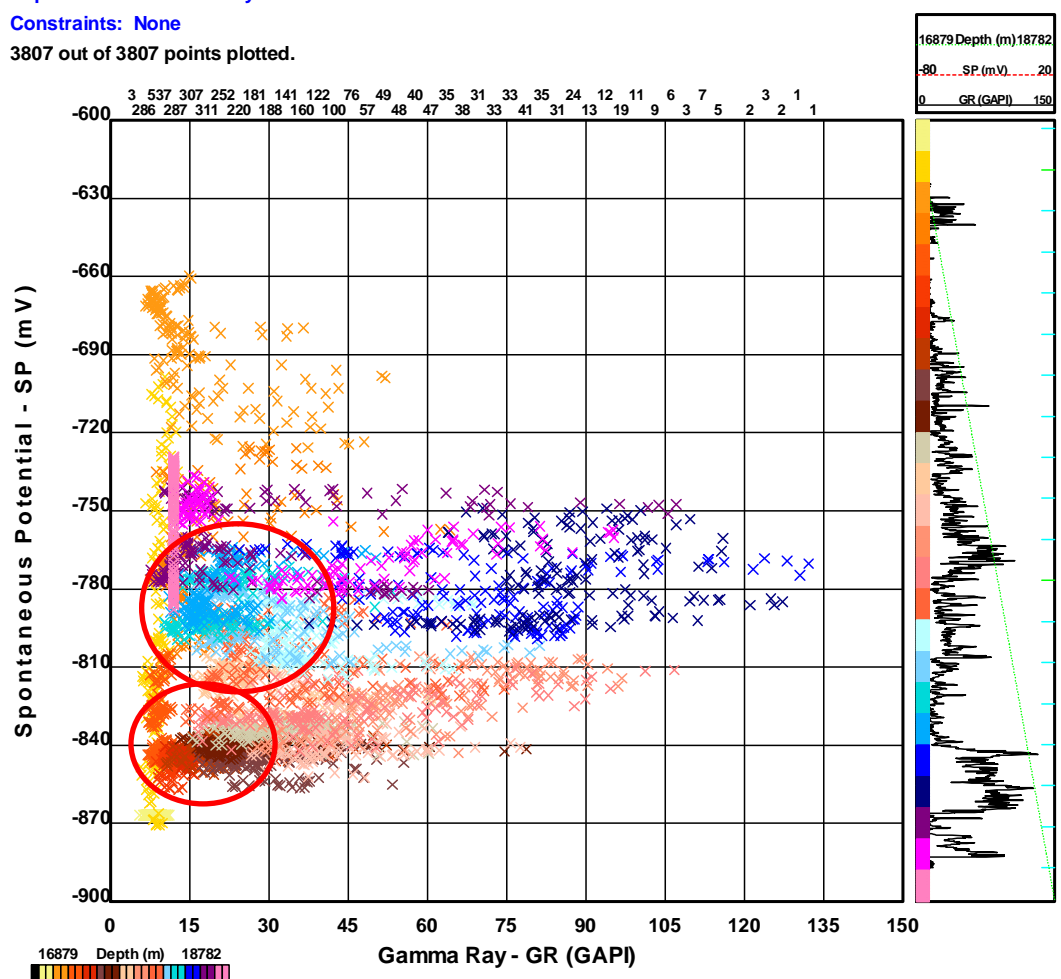


Well Name: 1-BRSA-491-SPS UWI: 86316022285

Depth: 16879 to 18782 by 0.50 meters

Constraints: None

3807 out of 3807 points plotted.



Fonte: NASCIMENTO, 2009.

Figura 5.14 - GR x SP em relação à profundidade. Círculos em vermelho destacam calcários e arenitos.

### 5.3 OBSERVAÇÕES E SUGESTÕES

Neste item serão descritas algumas observações e sugestões e possíveis alternativas aos procedimentos adotados para o desenvolvimento da atividade do poço 1-SPS-50.

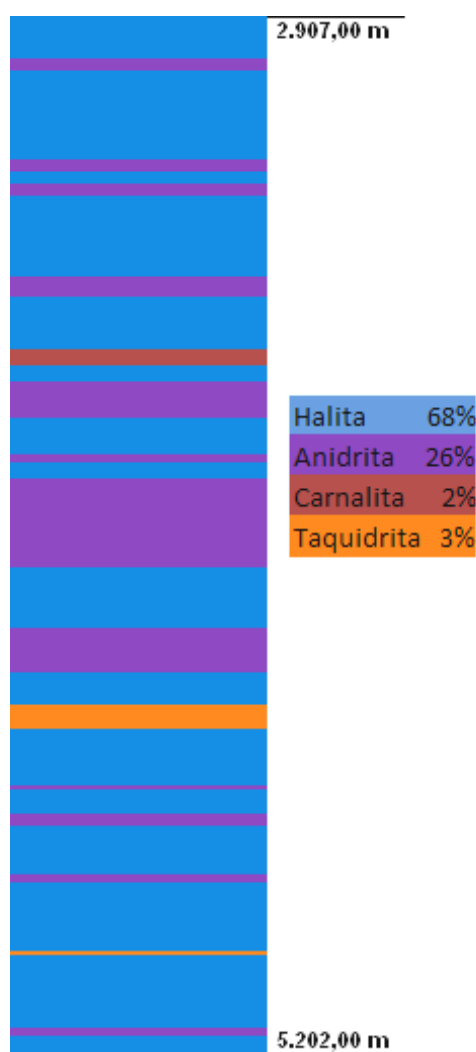
#### 5.3.1 Geologia

Como mostrado na Figura 5.2, foi feita uma previsão da litologia a ser encontrada durante a perfuração. A Tabela 5.4 mostrou as pequenas alterações referentes à previsão e à profundidade real medida. Conforme relatado



anteriormente, é comum a dificuldade em se caracterizar, de maneira detalhada, regiões próximas e abaixo de camadas de sal, sendo também um dos motivos para esta pequena diferença.

Para a seção do sal, a sugestão se resume em verificar com mais cuidado os gráficos e relatórios do poço, de forma que atividades futuras possam utilizar como base um perfil litológico mais detalhado e preciso. As análises feitas definem a seção litológica do reservatório conforme mostrado nas Tabelas 5.16 e 5.17 (Figuras 5.9 e 5.10). Na Figura 5.15 é apresentada uma nova versão da seção do sal (Fm. Ariri), com base no relatório de teste de testemunho, em substituição à previsão realizada anteriormente (Figura 5.2). Para a nova versão, a seção Fm. Ariri se inicia nos 2.907 m e é finalizada em 5.202 m, sendo praticamente composta por 68% de halita, 26% de anidrita, 2% de carnalita e 3% taquidrita.



Fonte: NASCIMENTO, 2010

Figura 5.15 - Nova versão da seção Fm. Ariria.

A caracterização desta formação é importante para o desenvolvimento do programa e perfuração. Como características próprias, a carnalita e a taquidrita apresentam uma taxa de fluência superior à halita, a qual, por sua vez, é superior à da anidrita, quase que totalmente estável (BORGES, 2009). Quanto maior a pressão e a temperatura do ambiente, maior é a tendência de movimentação destes sais, podendo acarretar em fechamento do poço recém perfurado.

Estudos realizados marcam uma taxa de fluência para halita de 0.05 in/h (AMARAL et. al., 1999), e pesquisas mais recentes mostram que a fluência da taquidrita pode chegar a ser 107 vezes a da halita e 2,7 vezes a da carnalita, dependendo, porém, das características locais (FALCÃO et. al., 2006). Assim, a região da seção do sal considerada crítica é aquela onde se tem carnalita e taquidrita, presentes no intervalo de 3.654 m e 4.995 m. Neste sentido, a vantagem em se utilizar um modelo litológico atualizado está diretamente vinculada com o fato de permitir que as atividades sejam desenvolvidas de maneira mais eficaz e eficiente, auxiliando na determinação dos intervalos de perfuração, dos tipos de broca a serem empregadas, dos tipos de lama de perfuração a serem utilizadas, etc.

### 5.3.2 Perfuração

#### ***Broca e motor RSS***

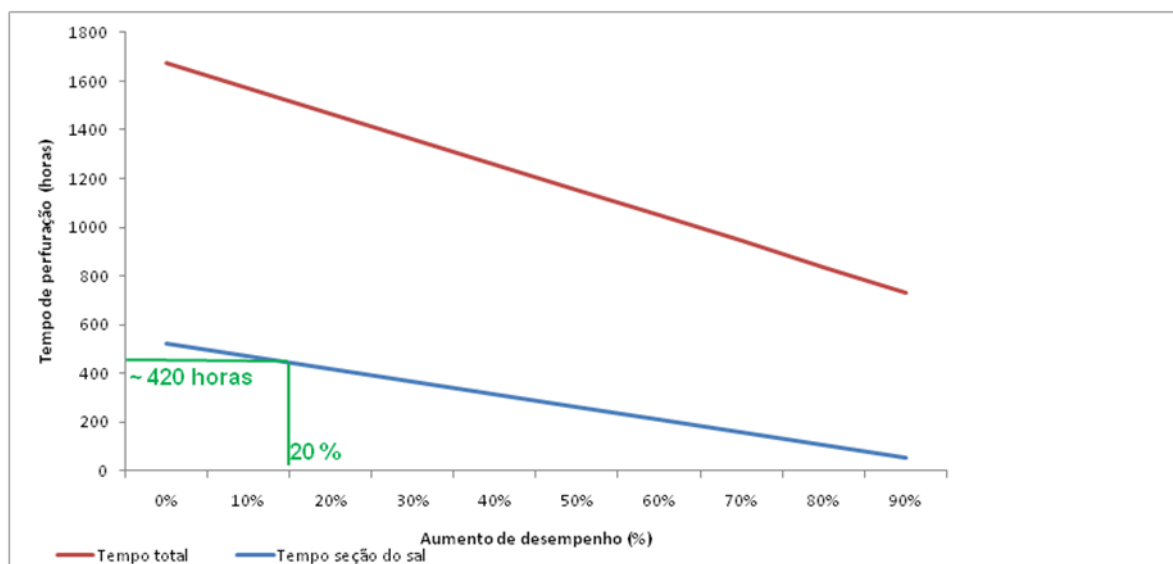
Nos relatórios apresentados do poço, pode ser verificado que a perfuração foi feita utilizando mesa rotativa. Conforme menções feitas anteriormente, pesquisas mostram que as operações no Golfo do México foram mais eficientes com a utilização de motores RSS. Afirma-se ainda que, conforme detalhado anteriormente, para perfuração de camadas de sal, a operação tem um aumento no desempenho de 20% a 40% (PEREZ, 2008). Baseado na Tabela 5.14 apresentada anteriormente tem-se na Tabela 5.21, uma síntese do tempo de operação de perfuração para cada seção do poço 1-SPS-50.

Tabela 5.21 - Tempo de perfuração.

Tempo de perfuração (horas)				
Seção	Útil produtivo	Útil improdutivo	Perdido	Total
Condutor	3,00	51,00		54,00
Superfície	60,50	233,50	183,50	477,50
Intermediária	524,50	385,00	112,50	1.022,00
Produção	564,50	371,00	18,00	953,50
<b>Total</b>	<b>1.152,50</b>	<b>1.040,50</b>	<b>314,00</b>	<b>2.507,00</b>

Fonte: BDEP, 2007.

Na Figura 5.16 é mostrada a variação no tempo de operação de perfuração com o aumento no desempenho, ilustrando uma variação de 0% a 100%, no caso de utilização do motor RSS. Tem-se que, para um aumento de desempenho de 20%, um total de 840 horas seriam despendidas na perfuração do sal. Este aumento de desempenho representa uma economia de aproximadamente 105 horas, o correspondente a 4,4 dias de operação. Considerando o custo médio de perfuração de poços de US\$ 500 mil por dia, segundo Mielnik et. al. (2009), neste estudo, este valor representa US\$ 2,2 milhões. Vale ressaltar que o aumento de desempenho de operação é muito subjetivo, estando vinculado às características locais. Neste sentido, a intenção foi mostrar o comportamento em tempo e custo de operação, caso o mesmo desempenho comprovado no Golfo do México fosse verificado para as operações semelhantes no Brasil.



Fonte: NASCIMENTO, 2010.

Figura 5.16 - Desempenho de operação com relação ao tempo de operação em atividades de perfuração.

Outro fator interessante a ser observado é a presença de taquidrita e carnalita. Como explicado anteriormente, quanto mais rápida é realizada a perfuração desta seção, menos tempo estes intervalos têm para se fecharem, e menor é o risco de prisão da coluna de perfuração (BORGES, 2009). Assim, as maiores vantagens em se utilizar este tipo de motor nestas operações são a possibilidade de diminuir a vibração local, prevenindo o movimento do sal e a eficácia na diminuição do desvio durante a perfuração em relação à meta desejada, mesmo que em poço vertical, como é o caso do presente estudo. O motor RSS é um equipamento de custo elevado e requer pessoal especializado para sua operação, o que também acarreta em custo de operação, entretanto esta situação não foi analisada no exemplo da Figura 5.16.

O tipo de broca utilizada também influencia no desempenho. Infelizmente, no relatório de atividades do poço em questão, não foi relatado o tipo de broca utilizada para a perfuração do poço. Vale destacar, conforme publicações recentes e detalhadas anteriormente, que a utilização de brocas tipo PDC proporciona, em geral, um aumento no desempenho da perfuração de camadas de sal (LEAVITT et. al., 2008; LIQUO, 2008).

### ***Lama de perfuração***

Verifica-se que o operador não utilizou lama à base de água saturada com sal para perfuração da seção do sal. Durante quase toda perfuração do poço 1-SPS-50, foi utilizada lama de perfuração à base de óleo sintético, produto este com maior preço no mercado. Em diversas operações, a escolha do produto está relacionada tanto com a homogeneidade da seção perfurada, quanto com a presença de argila. A argila tem uma característica própria de inchamento na presença de água, sendo um bom motivo para utilização de lama sintética. A seção do sal, quando não minimamente homogênea, pode apresentar camadas com diferentes solubilidades, sendo muito difícil manter a lama a base de água com a saturação necessária para aquele intervalo específico, fazendo-se necessário a utilização de lama sintética.

Conforme foi mostrado na Figura 5.15, a seção do sal passa a não ser homogênea em anidrita e halita do intervalo 3.654 m a 4.995 m, onde se tem também carnalita e taquidrita. Sendo a anidrita menos solúvel do que a halita (pouco solúvel), não apresentariam problemas de dissolução em uma lama

otimizada para litologia do tipo halita. Assim, poderia ser possível a utilização de lama à base de água saturada para se perfurar a seção do sal em questão, estando, porém, esta decisão vinculada às características locais. Optando pela segurança, pode-se dizer que sua utilização seria viável até a profundidade próxima de 3.654 m, a partir da qual se tem a presença de carnalita e taquidrita. Um estudo mais detalhado utilizando outras variáveis, como por exemplo, o gradiente de temperatura da seção salina, se faz necessário, a fim de se determinar com mais precisão qual o seu grau de fluência e assim, o melhor tipo de lama.

Outro fator que deve ser levado em consideração é a necessidade de utilização de uma lama de perfuração um pouco mais pesada do que as outras seções geológicas, quando se perfura camadas de sal. Como característica própria, apresenta pressões de poro relativamente maiores às pressões observadas em camadas próximas. Assim, quando se perfura a seção do sal por inteira, pode ocorrer perda de lama para a formação seguinte, uma vez que pode apresentar pressão de poro menor do que a pressão dos poros da seção do sal, o que acarreta no fluxo de lama da área de circulação para a formação. Este influxo, além de causar danos à formação, pode acarretar em inchamento da formação, caso se tenha argila, e um custo elevado de operação, caso se utilize lama sintética.

Como sugestão, a seção de superfície poderia ser perfurada até próximo do início da seção salina com lama à base de água, e então com lama a base de água saturada com sal, até as proximidades da carnalita. O restante poderia ser perfurado com lama sintética até a região compreendida entre o último intervalo de taquidrita (4.995 m) e a base do sal (5.202 m - profundidade final da seção intermediária), visto que o peso da lama deverá ser relativamente maior do que o peso da lama utilizado na seção dos carbonatos, passando para uma lama mais leve e controlada, a fim de se migrar da região do sal para a dos carbonatos de maneira sutil. No relatório do poço constata-se lama de perfuração com peso de 11 ppg para a seção do sal e 10,5 ppg para os carbonatos. Entretanto, faz-se necessário uma análise de outras variáveis, as quais não foram apresentadas no relatório fornecido, como por exemplo, pressão de fraturação e dos poros das rochas, de modo que o peso das lamas possa ser analisado mais precisamente e definido para cada seção.

Na Tabela 5.22 é mostrado o tipo de lama utilizado para cada seção do programa de perfuração.

Tabela 5.22 - Seções com as respectivas lamas a serem utilizadas.

Intervalo	Perfuração		
	Base (m)	Tipo de lama	Peso da lama (ppg)
Condutor	2.250,00	Convencional	8,80
Superfície	2.967,00	Convencional e saturada	11,00
Intermediário	5.195,00	Sintética	11,00
Produtor	5.710,00	Sintética	10,50

Fonte: BDEP, 2007; modificado por NASCIMENTO, 2010.

### **Programa de perfuração**

Tendo em vista a distribuição da lama de perfuração realizada, pode-se definir a distribuição dos dutos de revestimento como também o tipo de duto utilizado em cada seção, caracterizando tanto o tipo de material como o seu diâmetro. Conforme estudos realizados por Falcão et. al. (2006) em regiões semelhantes da bacia de Santos, a perfuração até 60 m dentro do sal, não ocasiona problema. O fato de se limitar a perfuração da seção salina até uma profundidade mínima próxima à sua base, visando a alteração do peso da lama de perfuração, talvez não acarrete problemas. Como algumas variáveis não puderam ser disponibilizadas, conforme relatado anteriormente, se utilizada a mesma distribuição de diâmetro de poço e revestimento, bem como peso de lama de perfuração.

Como sugestão para esta etapa, tem-se outra distribuição de intervalos por seção, conforme mostrado nas Tabelas 5.23 e 5.24, baseada na previsão do perfil da seção salina.

Tabela 5.23 - Intervalos e tipos de lama proposta para a atividade de perfuração.

Intervalo	Revestimento (m)		Perfuração	
	Topo	Base	Base (m)	Tipo lama
Condutor	2.150,00	2.250,00	2.250,00	Convencional
Superfície	2.150,00	2.967,00	2.967,00	Convencional e Saturada
Intermediário	2.150,00	5.195,00	5.195,00	Sintética
Produtor	2.150,00	5.640,00	5.710,00	Sintética

Fonte: BDEP, 2007; modificado por NASCIMENTO, 2010.

Tabela 5.24 - Distribuição de diâmetro de poço e revestimento, bem como de peso de lama de perfuração utilizada em cada seção.

Intervalo	Diâmetro (polegadas)		Lama de perfuração	
	Poço	Revestimento	Peso (ppg)	Peso (kg/m <sup>3</sup> )
Condutor	36	30	8,8	1.054,5
Superfície	26	20	11,0	1.318,1
Intermediário	17 1/2	13 5/8	11,0	1.318,1
Produtor	12 1/4	9 5/8	10,5	1.198,3

Fonte: BDEP, 2007.

### **Dutos de revestimento**

Conforme normas API, os fatores de segurança (FS) utilizados quando se define dutos de revestimento de uma seção de um poço são: 1,125 para colapso, 1,1 para ruptura e 1,8 para tensão. Vale ressaltar que no relatório, constatou-se a utilização de dutos classe X60, X70 e X80 e B ao longo das seções do condutor e de superfície. Por não se ter variáveis suficientes para definir a necessidade de utilização destes dutos, os quais são de alta resistência, optou-se por fazer eventuais sugestões somente para a seção intermediária e de produção, não considerando análises de tensão biaxial.

Primeiramente, define-se como resistência ao colapso, a resistência que o duto exerceria caso seu interior estivesse totalmente vazio e a região em sua volta (região anular) totalmente preenchida com fluido de perfuração. Como pior caso, utiliza-se para os cálculos, a pressão hidrostática exercida na base da seção. Já para resistência à ruptura, considera-se o caso em que o interior do duto está totalmente preenchido com fluido e a região em sua volta vazia, considerando ainda que o cálculo da pressão hidrostática deva ser feito com a densidade da lama e profundidade de base da seção seqüencial. Para este último caso, é considerado que a densidade do fluido da formação é exatamente a densidade da lama de perfuração utilizada (BOURGOYNE et. al., 1996; BRADLEY, 2009).

A pressão hidrostática, essencial para se calcular as pressões que os dutos devem ser capazes de resistir em situações características, pode ser feita utilizando-se a Equação 5.1. Nas Tabelas 5.25 e 5.26 podem ser verificados os valores obtidos para a seção intermediária e a seção de produção, utilizando-se como fator de conversão aproximadamente 6894,76 N/m<sup>2</sup> para 1 psi.

$$P_h = g.h.\rho.FS \quad (5.1)$$

- $P_h$  → pressão hidrostática (N/m<sup>2</sup>);  
 $g$  → aceleração da gravidade (m/s<sup>2</sup>);  
 $\rho$  → massa específica (kg/m<sup>3</sup>);  
 $FS$  → fator de segurança.

Tabela 5.25 - Cálculo das pressões de colapso e de ruptura para a seção intermediária do poço.

Evento	Aceleração da gravidade (m/s <sup>2</sup> )	Altura (m)	Massa específica (kg/m <sup>3</sup> )	FS	Pressão hidrostática (psi)
Colapso	9,81	5.195,00	1.318,10	1,125	10.960,70
Ruptura	9,81	5.710,00	1.198,30	1,1	10.708,90

Fonte: BDEP, 2007; BRADLEY, 2009.

Tabela 5.26 - Cálculo das pressões de colapso e de ruptura para a seção de produção do poço.

Evento	Aceleração da gravidade (m/s <sup>2</sup> )	Altura (m)	Massa específica (kg/m <sup>3</sup> )	FS	Pressão hidrostática (psi)
Colapso	9,81	5.710,00	1.198,30	1,125	10.952,27
Ruptura	9,81	5.710,00	1.198,30	1,1	10.708,90

Fonte: BDEP, 2007; BRADLEY, 2009.

Conforme a tabela de desempenho de dutos de revestimento (Figura 5.17) tem-se que na seção intermediária, a utilização de dutos tipo V150 poderia garantir maior longevidade do poço. Já na seção de produção, pelos intervalos de resistência a colapso apresentados na Figura 5.18, a utilização do duto Q125 não acarreta problema algum na seção, mas a utilização do duto P110 na porção intermediária da seção, bem como na base desta, mostra-se um tanto fora do padrão calculado. Mas devido à ausência de algumas variáveis, o gradiente de pressão dos poros da formação, pode ser perfeitamente possível que o emprego deste tipo de duto não acarrete qualquer problema.



Importante ressaltar é o fato de mínimas alterações nos intervalos compreendidos por cada seção poder influenciar na escolha dos dutos de revestimento. Assim, caso informações mais detalhadas do poço fossem fornecidas, como dados da pressão de fratura e dos poros das rochas, uma análise mais precisa poderia ser realizada.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OD (in.)	Nominal Weight, Threads and Coupling (lbm/ft)	Grade	Wall Thickness (in.)	ID (in.)	Threaded and Coupled			Extreme Line		Collapse Resistance (psi)	Pipe-Body Yield Strength (1,000 lbf)
					Drift Diameter (in.)	OD of Coupling (in.)	OD Special Clearance Coupling (in.)	Drift Diameter (in.)	OD of Box Powertight (in.)		
13 $\frac{3}{8}$	48.00	H-40	0.330	12.715	12.559	14.375	—	—	—	740	541
	54.50	J-55	0.380	12.615	12.459	14.375	—	—	—	1,130	853
	61.00	J-55	0.430	12.515	12.359	14.375	—	—	—	1,540	962
	68.00	J-55	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	1,950	1,069
	54.50	K-55	0.380	12.615	12.459	14.375	—	—	—	1,130	853
	61.00	K-55	0.430	12.515	12.359	14.375	—	—	—	1,640	962
	68.00	K-55	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	1,950	1,069
	68.00	C-75	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,220	1,458
	72.00	C-75	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,600	1,558
	68.00	L-80	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,260	1,556
	72.00	L-80	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,670	1,661
	68.00	N-80	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,260	1,556
	72.00	N-80	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,670	1,661
	68.00	C-90	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,320	1,750
	72.00	C-90	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,780	1,869
	68.00	C-95	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,330	1,847
	72.00	C-95	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,820	1,973
	72.00	HC-95	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	3,470	1,973
	86.00	HC-95	0.625	12.125	11.969	14.375	—	—	—	6,240	2,378
	68.00	P-110	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,330	2,139
72.00	P-110	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,880	2,284	
72.00	Q-125	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,800	2,596	
76.60	Q-125	0.547	12.281	12.125	14.375	—	—	—	3,490	2,756	
92.50	Q-125	0.672	12.031	11.875	14.375	—	—	—	5,950	3,352	
92.50	V-150	0.672	12.031	11.875	14.375	—	—	—	6,400	4,023	
100.30	V-150	0.734	11.907	11.751	14.375	—	—	—	8,090	4,373	
20	94.00	H-40	0.438	19.124	18.936	21.000	—	—	—	520*	1,077
94.00	J-55	0.438	19.124	18.936	21.000	—	—	—	—	520*	1,480
106.50	J-55	0.500	19.000	18.812	21.000	—	—	—	—	770*	1,685
133.00	J-55	0.635	18.730	18.542	21.000	—	—	—	—	1,500	2,125

Fonte: BOURGOYNE et. al., 1996.

Figura 5.17 – Tabela de tolerância de casing.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
OD (in.)	Nominal Weight, Threads and Coupling (lbm/ft)	Grade	Wall Thickness (in.)	ID (in.)	Threaded and Coupled			Extreme Line		Collapse Resistance (psi)	Pipe-Body Yield Strength (1,000 lbf)	
					Drift Diameter (in.)	OD of Coupling (in.)	OD Special Clearance Coupling (in.)	Drift Diameter (in.)	OD of Box Powertight (in.)			
9 5/8	32.30	H-40	0.312	9.001	8.845	10.625	—	—	—	1,370	365	
	36.00	H-40	0.352	8.921	8.765	10.625	—	—	—	1,720	410	
	36.00	J-55	0.352	8.921	8.765	10.625	10.125	—	—	2,020	564	
	40.00	J-55	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	2,570	630	
	36.00	K-55	0.352	8.921	8.765	10.625	10.125	—	—	2,020	564	
	40.00	K-55	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	2,570	630	
	40.00	C-75	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	2,990	859	
	43.50	C-75	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	3,730	942	
	47.00	C-75	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	4,610	1,018	
	53.50	C-75	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	6,350	1,166	
	40.00	L-80	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	3,090	916	
	43.50	L-80	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	3,810	1,005	
	47.00	L-80	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	4,760	1,086	
	53.50	L-80	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	6,620	1,244	
	40.00	N-80	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	3,090	916	
	43.50	N-80	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	3,810	1,005	
	47.00	N-80	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	4,760	1,086	
	53.50	N-80	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	6,620	1,244	
	40.00	C-90	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	3,250	1,031	
	43.50	C-90	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	4,010	1,130	
	47.00	C-90	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	5,000	1,221	
	53.50	C-90	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	7,120	1,399	
	40.00	C-95	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	3,320	1,088	
	43.50	C-95	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	4,120	1,193	
	47.00	C-95	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	5,090	1,289	
	53.50	C-95	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	7,340	1,477	
	40.00	HC-95	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	—	—	—	4,230	1,088
	43.50	HC-95	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	—	—	—	5,800	1,193
	47.00	HC-95	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	—	—	—	7,100	1,289
	53.50	HC-95	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	—	—	—	8,850	1,477
	58.40	HC-95	0.595	8.435	8.279	10.625	10.125	—	—	—	9,950	1,804
	61.10	HC-95	0.625	8.375	8.219	10.625	10.125	—	—	—	10,500	1,679
	43.50	P-110	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	4,420	1,381	
47.00	P-110	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	5,300	1,493		
53.50	P-110	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	7,950	1,710		
9 5/8	47.00	Q-125	0.472	8.681	8.525	10.625	—	—	—	5,640	1,697	
	53.50	Q-125	0.545	8.535	8.379	10.625	—	—	—	8,440	1,943	
	58.40	Q-125	0.595	8.435	8.279	10.625	10.125	—	—	10,530	2,110	
	61.10	Q-125	0.625	8.375	8.219	10.625	10.125	—	—	11,800	2,209	
	53.50	V-150	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	—	—	8,960	2,332	
	58.40	V-150	0.595	8.435	8.279	10.625	10.125	—	—	11,560	2,532	
61.10	V-150	0.625	8.375	8.219	10.625	10.125	—	—	13,120	2,651		
70.30	V-150	0.734	8.157	8.001	10.625	10.125	—	—	18,800	3,075		

Fonte: BOURGOYNE et. al., 1986.

Figura 5.18 - Tabela de tolerância de casing.

### 5.3.3 Completação

Devido à ausência de dados, não foi possível averiguar com muito detalhe o processo de completação. Pôde ser verificado, para toda seção, as litologias previstas e as encontradas, através de interpretações realizadas neste trabalho e através de interpretações já registradas no relatório de atividades do poço 1-SPS-50.

Fato relevante neste contexto é o intervalo canhoneado a fim de se realizar o teste de formação (Tabela 5.15). Quando se analisa de modo mais detalhado os dados fornecidos na Tabela 5.6, pode-se verificar um salto nas medições realizadas para se obter o tipo de fluido presente no intervalo da formação, da profundidade de 5.295 m para 5.562 m, onde se registrou óleo e água respectivamente. Verifica-se também, juntamente com as análises das Figuras 5.9 e 5.10 (Tabelas 5.16 e 5.17), que o intervalo canhoneado de 5.226 m a 5.302 m, a fim de se realizar o teste de formação (TRF01), poderia ter sido maior. Interpretações da curva de RT mostram presença de óleo de 5.226 m a 5.335 m, além de outras zonas com presença de óleo e água simultaneamente.

Cabe neste momento uma questão importante. A partir da profundidade 5.315 m, tem-se a presença de arenito juntamente com calcário, o que poderia ser um motivo para não ter sido canhoneado um intervalo maior, até os 5.335 m, como sugerido, uma vez que a produção de areia é um problema. Por outro lado, as interpretações mostram que a quantidade de arenito é pouca, não havendo motivos para não averiguar como seria o comportamento da seção por inteira. Permitindo a produção das zonas mais profundas, seria possível estudar o comportamento do reservatório com mais detalhe, considerando para tanto, as características do fluido, da pressão, da interação produção-erosão de rocha, e assim por diante, para todos os intervalos onde foi relatada a presença de óleo.

Na Tabela 5.27 podem ser verificadas, resumidamente, as zonas onde existe presença de óleo e na Figura 5.19 uma parte de destaque do relatório, na qual consta que poço foi abandonado, temporariamente, por motivos estratégicos da Petrobras, sendo registrado como produtor de óleo.

Tabela 5.27 - Intervalos da formação com presença de óleo.

Topo do intervalo (m)	Base do intervalo (m)	Fluido
5.205,00	5.215,00	Óleo e água
5.226,00	5.335,00	Óleo
5.640,00	5.660,00	Óleo
5.675,00	5.710,00	Óleo e água

Fonte: BDEP, 2007.

---

03 TIPO DE ABANDONO  3.1 DEFINITIVO  3.2 TEMPORÁRIO

---

04 RAZÃO DO ABANDONO

---

- |  |   |   |
|--|---|---|
| <input type="checkbox"/> 4.1 Poço Seco           | <input type="checkbox"/> 4.2 Poço Subcomercial            | <input type="checkbox"/> 4.3 Erupção (Blow Out)         |
| <input type="checkbox"/> 4.4 Acidente Mecânico   | <input type="checkbox"/> 4.5 Objetivo fora de previsão    | <input type="checkbox"/> 4.6 Objetivo/alvo não atingido |
| <input type="checkbox"/> 4.7 Perda de circulação | <input type="checkbox"/> 4.8 Impossibilidade de avaliação | <input checked="" type="checkbox"/> 4.9 Outro           |
- 

4.10 Especificação (se alternativa 4.9)

POÇO PRODUTOR DE ÓLEO, ABANDONADO POR ESTRATÉGIA DE EXPLORAÇÃO DA PETROBRAS.

---

05 JUSTIFICATIVAS DO ABANDONO

---

POÇO ABANDONADO TEMPORARIAMENTE POR ESTRATÉGIA DE EXPLORAÇÃO DA PETROBRAS. FORAM EFETUADOS TODOS OS ISOLAMENTOS ENTRE RESERVATÓRIOS, CONFORME PORTARIA DA ANP 176/1999. FOI INSTALADA CAPA DE ABANDONO, POSSIBILITANDO EVENTUAL REENTRADA NO POÇO.

---

Fonte: BDEP, 2007.

Figura 5.19 - Destaque do relatório do poço 1-SPS-50 onde consta ter sido abandonado.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Durante a pesquisa foram analisados dados que possibilitaram contextualizar o cenário do pré-sal no âmbito nacional e internacional. Verificou-se que para 2030, poderá haver um aumento na demanda mundial de petróleo em cerca de 34 Mbpd e que a produção do Brasil deve aumentar em aproximadamente 4 Mbpd em relação a 2010. Constatou-se que este aumento da produção de petróleo no Brasil pode estar vinculado também à incorporação das reservas do pré-sal, haja vista seu potencial. O aumento da produção neste período mencionado poderá representar 11% do aumento da demanda mundial.

Através de comparações, verificou-se que algumas das técnicas empregadas no Golfo do México poderiam ser utilizadas durante a perfuração do poço 1-SPS-50. Constatou-se que a técnica de se perfurar uma porção da camada de sal com lama à base de água saturada com sal, e o restante da seção intermediária do sal com lama à base de óleo sintético, poderia ser vantajosa, haja vista a distribuição litológica da seção. Constatou-se também que a utilização de brocas PDC e motores RSS aumentam o desempenho destas atividades. Com cálculos aproximados e considerando o aumento da eficiência da perfuração se utilizado motor RSS, verificou-se a possibilidade de uma economia de aproximadamente quatro dias de serviço, o que poderia representar US\$ 2,2 milhões. Verificou-se que alguns dutos de revestimento poderiam ter sido utilizados com uma margem de segurança maior, utilizando dutos classe V150, na seção do sal. Averiguou-se ainda, que a atividade de completação poderia ter sido realizada compreendendo um intervalo maior dos carbonatos, de 5.226 m a 5.335 m. Como poço pioneiro, é interessante a caracterização do reservatório e de seus fluidos, sendo assim, as zonas múltiplas (5.205 m a 5.215 m, 5.640 m a 5.660 m e 5.675 m a 5.710 m) também poderiam ter sido canhoneadas, pois apresentam acumulação de hidrocarboneto. Mas, mesmo com a possibilidade de canhonear um intervalo maior, a verificação de custo e benefício em sua execução deve ser analisada, de forma a constatar a viabilidade econômica de seu desenvolvimento.

Vale ressaltar as dificuldades em se analisar os equipamentos que são utilizados hoje em dia nas atividades de exploração do pré-sal. Em vários artigos publicados, o foco ainda é a produção do petróleo do pré-sal e não as técnicas utilizadas para explorar, comprovar e delimitar as regiões das reservas.

São poucas as publicações que relatam as técnicas utilizadas nas atividades de perfuração do pré-sal. Outra dificuldade encontrada na realização desta pesquisa foi devido ao fornecimento de dados por parte da ANP, com a limitação em quantidade de informação por poço.

Este trabalho permitiu também verificar a importância em se reavaliar projetos de poços já finalizados. Com o exemplo da atividade de perfuração e completação do poço em questão (1-SPS-50), depois de finalizado, os novos parâmetros mostram que, se anteriormente disponíveis, poderiam influenciar em programa de perfuração um pouco diferente. Assim, uma proposta para um trabalho futuro seria a aferição da metodologia de curva de aprendizagem baseada no reestudo de poços do pré-sal já finalizados e a comparação de como poderiam ser desenvolvidos se parâmetros antes desconhecidos tivessem sido previamente disponibilizados. Deve-se, porém, utilizar bibliografias atuais com novas informações do pré-sal, bem como dos carbonatos ou de poços em regiões semelhantes. Acredita-se que isto seja viável, haja vista o possível aumento do número de publicações sobre a exploração no pré-sal e a alteração no regulamento da base de dados da ANP, permitindo fornecer às universidades uma quantidade maior de dados. A utilização de *softwares* específicos para este setor, algo não utilizado nesta pesquisa, pode auxiliar em trabalhos futuros, pois além de permitir a realização de comparações de forma eficiente, permite aproximações através de algoritmos específicos ou através de uma base de dados atualizada, auxiliando assumir valores dentro de um intervalo aceitável para as variáveis não especificadas.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABURTO, M.; CLYDE, R. **Best practices for salt drilling in the Gulf of Mexico using rotary steerables**. Drilling Report. Schlumberger. Houston, 2009.

AHMED, T. H. **Reservoir Engineering Handbook**. Elsevier. Houston, 2000.

ALMEIDA, E. **O setor de Petróleo está passando por sua maior transformação**. Petro&Química, V. 328. P. 18-20. Rio de Janeiro, 2010.

AMARAL, C. S.; COSTA, A.M.; GONÇALVES, C. J.; FONSECA C. F. **Reavaliação do Comportamento do Poço 1-RJS-480 por ocasião do Fechamento do Revestimento de 95/8 no Trecho de Travessia da Zona de Sal**. CENPES. Rio de Janeiro, 1999.

ANDRADE, L. L. **Os Evaporitos de Sergipe (Geologia, Exploração e Industrialização)**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Química. Relatório não publicado. Rio de Janeiro, 1980.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis. **Pré-edital de licitações para a contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural**. Segunda rodada de licitações. Rio de Janeiro, 1999.

BDEP. Banco de Dados de Exploração e Produção. **Relatório de exploração do poço 1-SPS-50: região de Carioca, bacia de Santos**. Rio de Janeiro, 2007.

BG. **The integrated gas major: final strategy presentation analysts**. London, 2009.

BORCHERT, H.; MUIR, R. **Salt Deposits: The Origin, Metamorphism and Deformation of Evaporites**. Van Nostrand Reinhold. London, 1964.

BORGES, R. G. **Avaliação Numérica De Perturbações De Tensões Associadas A Estruturas Salíferas E Suas Influências Na Estabilidade De**

**Poços.** Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Civil. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2009.

BOTELHO, F. V. C. **Análise Numérica do Comportamento Mecânico do Sal em Poços de Petróleo.** Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2008.

BOURGOYNE, A. T. et. al. **Applied Drilling Engineering.** Society of Petroleum Engineers. Softcover. Houston, 1996.

BRADLEY, H. B. **Petroleum Engineering Handbook.** Society of Petroleum Engineers. Hardcover. Houston, 2009.

BRASIL. **Lei 9.478 de 6 de agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, 1997.

\_\_\_\_\_. **Lei 5939 de 01 de setembro de 2009.** Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - PETRO-SAL, e dá outras providências. Brasília, 2009.

\_\_\_\_\_. **Lei 12.304, de 2 de agosto de 2010.** Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências. Brasília, 2010.

BRAYTON, C. **The New Market Machines. Reportagem: Petrobras Flash: Laptop Cop. was a gas, gas, gás?. 2008.** Disponível em: <<http://cbrayton.wordpress.com/2008/02/21/petrobras-flash-laptop-cop-was-a-gas-gas-gas/>>. Acesso em: 10/12/ 2009.

BP. **Statistical Review of World Energy.** London, 2010.

CANUTO, J. R. **Petróleo.** Universidade de São Paulo. Instituto de Geociências. Disponível em: <<http://www.igc.usp.br/index.php?id=309>>. Acesso em: 06/ 04/ 2010.



CARDOSO, B. **Especial Pré-Sal: A revolução do pré-sal**. TN Petróleo, V. 61. Rio de Janeiro, 2009.

CHAGAS, N. **Reality Hits Brazil's Pre-Salt Play**. Geo ExPro Magazine, 2009. Disponível em: <<http://www.geoexpro.com/brazil/realityhits/>>. Acesso em: 02/02/2010.

COOPER, I. et. al. **Advanced Drilling and Well Technology**. Society of Petroleum Engineers. Softcover. Houston, 2009.

DELUCA, M. **Forty-six wells designated Subsalt in the Gulf of Mexico**. Offshore Magazine. P. 50-52. Houston, 1999.

DOE. Energy Information Administration. **Costs of Crude Oil and Natural Gas Wells Drilled, 1960-2008**. Disponível em:<<http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/ptb0408.html>>. Acessado em: 19/07/2010.

EARTHGUIDE. **Earthguide at Scripps Institution of Oceanography**. Disponível em: <[http://earthguide.ucsd.edu/eoc/teachers/t\\_tectonics/p\\_pangaea.html](http://earthguide.ucsd.edu/eoc/teachers/t_tectonics/p_pangaea.html)>. Acesso em: 04/05/2010.

ESCOBAR, H. **Economia & Negócios: 2 km de sal desafiam tecnologia - Líder mundial em exploração de petróleo em águas profundas**. O Estado de São Paulo. São Paulo, 2007.

FALCÃO, J. L. .et. at. **Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin-Brazil**. IADC/SPE 99161. Rio de Janeiro, 2006.

FARMER, P.; MILLER, D.; WOODS, R. **Exploring the Subsalt**. Oil Field Review. P. 50-64. Gatwick, 1996

\_\_\_\_\_. **Cracking the Code in Sub-salt: The Promise of Reverse Time Migration**. Hart's E&P.P. 51-53. ONPOINT. 2006.

FORMIGLI, J. **Pre-Salt Reservoirs Offshore Brazil: Perspectives and Challenges**. Energy Conference. Miami, 2007.

\_\_\_\_\_. **Especial Pré-Sal: A revolução do pré-sal**. TN Petróleo, V. 61. Rio de Janeiro, 2009.

FRAGA, C. **Soluções Tecnológicas**. Petrobras Magazine. Ed. 57. Rio de Janeiro, 2009.

FREIRE, T. **Cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil. Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás**. Banco Nacional do Desenvolvimento. São Paulo, 2009.

GABRIELLI, J. S. A. **Petrobras e o Novo Marco Regulatório: Reservatório do pré-sal**. Apresentação não publicada. São Paulo, 2009.

GEOSTOCK. **Underground Storage Engineering, Natural Gas Storage Primer**. Disponível em: <<http://www.geostockus.com/wpcontent/uploads/image/-SaltDomeStorage.jpg>>. Acesso em 23/ 08/ 2010.

GOMOCS. **Gulf of Mexico Outer Continental Shelf (OCS) Region of the Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE): Subsalt Exploration**. Disponível em: <<http://www.GolfodoMéxico.mms.gov/homepg/offshore/gulfocs/subsalt/subsalt.html>>. Acesso em: 24 /08 /2010.

HARDY, H. et. al. **Basic and Applied Salt Mechanics**. Proceedings of the fifth conference on the Mechanical Behavior of Salt. Hannover, 2002.

HAUSERMAN, S. et. al. **Geomechanical Stability And Integrity Of Radioactive Waste Repositories In Salt Rock**. International Symposium on Rock Mechanics: "Rock Characterisation, Modelling and Engineering Design Methods". Beijing, 2009.

HAWKINS, M. et. al. **Applied Reservoir Engineering**. Prentice Hall PTR. Estados Unidos, 1991.

HONÓRIO, M. C. e BORTONI, E. C. **Qualidade dos Dados Transmitidos Durante a Perfuração de Poços de Petróleo**. Dissertação de Mestrado

Universidade Federal de Itajubá. Instituto de Sistemas Elétricos e Energia. Itajubá, 2007.

IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Informativo sobre pré-sal: marco regulatório**. Disponível em: <<http://www.ibp.org.br/main.asp?Team=%7BF400BB19-AB8B-4DD4-97F0006C250A46C3%7D>>.

Acesso em: 10/ 07/ 2010.

IEA. International Energy Agency. **Energy Technology Perspectives 2010: Scenarios & Strategies to 2050**. London, 2010.

KIMURA, R. **Indústria Brasileira de Petróleo: uma análise da cadeia de valor agregado**. Monografia de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2005.

LEAL, G. **Relatório final de projeto de navios**. Departamento de Oceanografia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Relatório não publicado. Rio de Janeiro, 2003.

LEAVITT, A. D.; ISRAEL, R.R.; AMBROSIO, P. D. **Challenges of Directional Drilling Through Salt in Deepwater Gulf of Mexico**. IADC/SPE 112669. 2008.

LERCHE, I.; PETERSEN, K. **Salt and Sediment Dynamics**. University of South Carolina. Department of Geological Sciences. Columbia, 1995.

LEFFLER et. al. **Deepwater Petroleum Exploration & Production: a nontechnical guide**. Pennwell. 2003.

MIELNIK, O. et. al. **Exploração e produção de petróleo em águas ultra-profundas: nova fronteira para o pós-crise**. Fundação Getúlio Vargas. FGV Projetos. Rio de Janeiro, 2009.

MIRANDA, J. **Sessão Especial: Desafios e Soluções Tecnológicas para o Desenvolvimento do Pré-Sal Curvas de Experiência para Poços de Desenvolvimento da Produção no Polo do Pré-Sal na Bacia de Campos**. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2010. Rio de Janeiro, 2010.

MONTEIRO, E. **O Petróleo do Pré-sal é uma mega Reserva**. Petrobras. Disponível em: <<http://www.atrasdamoita.com/o-petroleo-do-pre-sal-uma-mega-reserva.html>>. Acesso em: 10/ 02/ 2009.

NASCIMENTO, A. et. al. **Análise geofísica da atividade de exploração no bloco BMS09**. *School of Petroleum Engineering*. Trabalho de Bacharelado II. Leoben, 2009.

NETL. National Energy Technology Laboratory. **Improved Prestack Kirchhoff Migration for Complex Structures/Seismic Imaging of Complex Terrain (Gulf of Mexico Subsalt Project Partnership): Success Story Summary**. ACTI-053. 2002.

NORTH, F. K. **Petroleum Geology**. Springer. 1985.

OGX. **Relações com investidores**. Disponível em: <<http://ri.ogx.com.br/>> Acesso em: 26/ 07/ 2010.

OPEC. Organization of the Petroleum Exporting Countries. **Monthly Oil Market June 2010: Recent market developments call for caution**. Vienna, 2010.

QABAZARD, H. M. et. al. **World Oil Outlook 2009. OPEC - Organization of the Petroleum Exporting Countries**. Vienna, 2009.

PEREZ, M. A. et. al. **Meeting the Subsalt Challenge**. *Oilfield Review*. 2008.

PETROBRAS. **A riqueza que vem do mar**. *Revista Petrobrás*. V. 14. Rio de Janeiro, 2008.

\_\_\_\_\_. **Pré-Sal e Marco Regulatório de Exploração e Produção de Petróleo e Gás**. Rio de Janeiro, 2009.

\_\_\_\_\_. **Pré sal pra valer**. *Revista Petrobras*. Ed. especial. Rio de Janeiro, 2010.

PGT. Petroleum Geoscience Technology. **Relatório de Geologia do Petróleo**. Rio de Janeiro, 2004.

PREITE, W. S. **Petrobras vai investir R\$ 341 bilhões no pré-sal em 2010**. R7 Notícias. Disponível em: <<http://noticias.r7.com/economia/noticias/petrobras-vai-investir-r-341-bilhoes-no-pre-sal-em-2010-20091110.html>>.

PERUZOLLO, C. **Os desafios do pré-sal**. Imageamento em profundidade. Sociedade Brasileira de Geofísica. Rio de Janeiro, 2008.

RÖHLING, S. **Der Mittlere Muschelkalk in Bohrungen Norddeutschlands: Fazies, geochemie, Zyko- und Sequenzstratigraphie**. Universität Halle. Wittenberg, 2000.

SONDA. Petróleo e Gás. **Sonda de Perfuração**. Disponível em: <<http://pesquisandopetroleo.blogspot.com/2009/06/sonda-de-perfuracao.html>>. Acesso em: 18/ 08/ 2010.

SACHSENHOFER, R. **Handbook of Petroleum Gology**. Mining University of Leoben. School of Petroleum Engineering. Apostila não publicada. Leoben, 2009.

SOMBRA, L. S. **Sessão Especial: Desafios e Soluções Tecnológicas para o Desenvolvimento do Pré-Sal. Soluções Tecnológicas para a Caracterização e Modelagem dos Reservatórios do Pré-Sal**. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2010. Rio de Janeiro, 2010.

SILVA, C. E. R. **Sessão Especial: Desafios e Soluções Tecnológicas para o Desenvolvimento do Pré-Sal. Campos do Pré-sal: Ampliando os Limites da Tecnologia**. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2010. Rio de Janeiro, 2010.

SZKLO, A.; MACHADO, G.; SCHAEFFER, R.; MARIANO, J. **Perspectivas de Produção de Petróleo no Brasil**. 3 Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Salvador, 2005.

SMITH, T. **Salt's Effects on Petroleum Systems**. Disponível em:<<http://www.geoexpro.com/geoscience/salt/>>. Acesso em: 05/11/2008.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Interciência. Rio de Janeiro, 2001.

THONHAUSER, G. **Handbook of Drilling Process Evaluating and Planning**. Mining University of Leoben. School of Petroleum Engineering. Apostila não publicada. Leoben, 2009.

TOURINHO, R. N. **O Pré-Sal: perspectivas & desafios**. Reunião Conselho Superior Temático de Infra-estrutura. COINFRA. Apresentação não publicada. Rio de Janeiro, 2008.

VARTAN, A. **Os desafios do pré-sal: Tecnologia de ponta**. Sociedade Brasileira de Geofísica. Rio de Janeiro, 2008.

ZHONG, L. et. al. **Deep Salt Formation Wells Successfully Drilled with Integrated Techniques in Tahe Oilfield Petroleum Oilfield**, IADC/SPE 115208. 2008.

YERGIN, D. **O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder**. Scritta. São Paulo, 1992.

WELLOG. **Geophysical Exploration Systems**. Disponível em: <<http://www.wellog.com/>>. Acesso em: 10/08/2010.